



NATIONS UNIES
CONSEIL ÉCONOMIQUE ET SOCIAL



LIMITÉE

E/CN.14/EP/47
26 janvier 1974

Original : FRANCAIS

COMMISSION ECONOMIQUE POUR L'AFRIQUE

Conférence régionale sur l'industrie pétrolière
et les besoins de formation dans le domaine
des hydrocarbures

Tripoli, 2-12 février 1974

LES BASSINS SEDIMENTAIRES D'AFRIQUE ET LEUR RESSOURCES
EN HYDROCARBURES

(Document préparé par le secrétariat de la CEA)

TABLE DES MATIERES

	<u>Page</u>
INTRODUCTION - - - - -	1
BASSINS SEDIMENTAIRES D'AFRIQUE, CADRE-GEOLOGIQUE GENERAL - - -	4
L'ATLAS NORD-AFRICAINE - - - - -	6
LA PLATE-FORME PRECAMBRIENNE NORD-AFRICAINE - - - - -	9
SAHARA ALGERIEN - - - - -	12
SAHARA TUNISIEN - - - - -	18
LES BASSINS LIBYENS - - - - -	19
LES BASSINS EGYPTIENS - - - - -	22
LE BASSIN DU GOLFE DE SUEZ ET DE LA MER ROUGE - - - - -	24
BASSINS SEDIMENTAIRES COTIERS OUEST-AFRICAINE - - - - -	25
LES BASSINS COTIERS DU GHANA - - - - -	31
LE BASSIN COTIER DU NIGERIA - - - - -	32
BASSIN DU TOGO, DAHOMEY, LAGOS - - - - -	34
LE BASSIN DE DOUALA - - - - -	35
LES BASSINS COTIERS DU GABON, DU CONGO, DU ZAIRE ET DE L'ANGOLA - -	37
LA COTE ET L'OFFSHORE DE LA NAMIBIE - - - - -	40
LA COTE ATLANTIQUE DE L'AFRIQUE DU SUD - - - - -	40
LES BASSINS SEDIMENTAIRES COTIERS DE L'AFRIQUE DE L'EST ET DU SUD -	41

TABLE DES MATIERES (suite)

	<u>page</u>
LE BASSIN SOMALO-ETHIOPIEN - - - - -	41
LE BASSIN DE LAMU (KENYA) - - - - -	42
LE BASSIN COTIER DE TANZANIE - - - - -	43
LE BASSIN DE MADAGASCAR - - - - -	43
LE BASSIN DE MOZAMBIQUE - - - - -	44
LE BASSIN D'ALGOA (AFRIQUE DU SUD) - - - - -	45
LES BASSINS INTERIEURS DE L'AFRIQUE - - - - -	45

Figures : 1, 2, 3, 4, 5 - Cartes des bassins sédimentaires d'Afrique

INTRODUCTION

Le pétrole est la matière première de l'industrie pétrolière. Dans un sens restreint, le pétrole (l'huile) désigne le pétrole brut trouvé à l'état liquide avec des gaz associés dans des réservoirs naturels souterrains, ou extrait de roches bitumineuses.

Au sens général, le mot "pétrole" signifie "hydrocarbures" et est utilisé pour désigner le mélange complexe d'hydrogène et de carbone avec de faibles quantités d'autres éléments, qui se présente en différents composés et dans divers états physiques.

Le présent document traite des ressources pétrolières potentielles du continent africain. Le terme "ressources pétrolières" désigne ici les matières premières minérales suivantes d'origine analogue :

- Pétrole brut (huile)
- Gaz naturel
- Asphalte naturel ou bitume qui se présente à l'état solide ou semi-fluide, comme résidu d'anciens dépôts liquides, imprégnant en général l'espace poreux de roches diverses (tar sands ou sables bitumineux).
- Schistes bitumineux, roches compactes d'origine sédimentaire contenant des matières organiques qui ne donnent des hydrocarbures que par une distillation destructive due à la chaleur.

On trouve le pétrole, et on pense qu'il est formé, dans des roches qui constituent l'écorce terrestre. Selon leur origine, on distingue trois groupes principaux parmi les roches qui constituent l'écorce terrestre :

- i) Les roches ignées (telles que granites, basalts, laves, tuffs) qui ont été formées par refroidissement direct d'un magma en fusion.
- ii) Les roches sédimentaires formées dans des environnements marins, lacustres ou continentaux par dépôt ou par un processus chimique ou biologique d'accumulation des débris altérés d'anciennes roches consolidées.
- iii) Les roches métamorphiques, qui sont des roches des deux premiers groupes dont la texture ou la composition minérale s'est modifiée sous l'action de la chaleur, de la pression et de phénomènes chimiques.

Les roches ignées et métamorphiques ne présentent pas d'intérêt pour le géologue qui cherche du pétrole car leur présence indique des conditions incompatibles avec la présence d'accumulations de pétrole exploitables (absence de matière organiques, manque de réservoirs, hautes températures destructives, etc.).

Les roches sédimentaires sont plus intéressantes dans l'exploration pétrolière et il convient d'en connaître plus en détail les différents types pour bien comprendre le présent document.

Selon leur formation, les roches sédimentaires peuvent être divisées en deux catégories :

- i) Les roches détritiques ou clastiques formées par un dépôt normal de divers débris de roches altérés qui forment les hauteurs des masses continentales : sable, grès, argile, schistes argileux, par exemple.

- ii) Les roches d'origine chimique et organique (non clastiques) formées soit par une précipitation chimique des ions et des colloïdes provenant d'évaporites en solutions aqueuses, telles que calcaires chimiques, dolomies, sel, gypse ou anhydrite, soit par des matières premières provenant des déchets animaux ou végétaux, telles que calcaire, radiolarite, charbon, etc..

On peut procéder à la classification simplifiée suivante des roches sédimentaires selon leur composition :

1. Roches arénacées (sableuses) : sable, grès, conglomérats, etc..
2. Roches argilacées : argilite, argile, schistes argileux, etc..
3. Roches carbonatées : calcaire, dolomies, oolithe, etc..

Il est unanimement admis que le pétrole a été produit par une transformation, très probablement une décomposition bactérienne, des restes de la vie organique accumulés sur le fond d'un bassin de sédimentation, avec une abondance de matières organiques, un environnement anaérobique et un dépôt modéré - ni trop lent ni trop rapide - de sédiments.

Le produit formé par cette transformation est appelé "protopétrole" et est à l'origine englobé dans la masse de roches sédimentaires déposée à l'époque à cet endroit particulier. Ces roches riches en protopétrole sont appelées roches génératrices ou roches mères.

On a constaté que les fonds marins présentant des conditions favorables à la formation de pétrole se prêtent au dépôt de sédiments à grain fin; il paraît donc vraisemblablement que les marnes, certains schistes argileux ou certains calcaires présenteraient des propriétés de roches mères.

La matière organique convertie en protopétrole dans la masse de sédiments argilacés durant le processus de compaction de la roche, passe dans la roche poreuse adjacente, qui peut être du grès ou un calcaire poreux. C'est ce qu'on appelle la migration primaire et la roche perméable et poreuse capable de contenir le pétrole est dite roche réservoir.

Les hydrocarbures - huile et gaz - migrent en même temps que l'eau salée résiduelle jusqu'à ce qu'ils atteignent une formation rocheuse dont l'espace poreux est trop faible pour qu'ils puissent aller plus haut. La formation rocheuse imperméable qui empêche tout autre mouvement est dite cap rock.

Lorsqu'une roche réservoir, outre qu'elle possède un toit imperméable, a une forme qui lui permette de contenir le mouvement latéral du pétrole, présentant les conditions propres à une accumulation préservée, nous nous trouvons en présence d'un piège. La fermeture d'un piège de pétrole ou de gaz peut se faire par les moyens suivants :

- Les arrangements structuraux des strates dus à l'action de forces provoquant des flexures ou déplaçant le réservoir le long de lignes de fracture dites "failles".

/...

- La présence de discordances lorsque les séries de roches réservoirs déformées et tronquées après un cycle d'érosion sont scellées par de nouvelles couches imperméables déposées au-dessus.

-- Les variations stratigraphiques latérales des couches.

La recherche de gisements de pétrole porte essentiellement sur les pièges et ce n'est qu'en forant le réservoir souterrain et en procédant à des essais de production qu'on peut découvrir une accumulation de pétrole ou de gaz et établir sa valeur commerciale.

Le gisement de pétrole ou de gaz est un piège dans lequel du pétrole ou du gaz a été découvert en quantités commerciales.

Le champ pétrogazifère est formé par un ou plusieurs gisements de pétrole et de gaz disposés sur la même structure géologique.

Les zones d'accumulation de pétrole et de gaz sont constituées par un groupe de champs pétrogazifères du même type, caractérisé par des relations régulières avec les éléments structuraux, l'uniformité des séries productives et des conditions de formation analogues.

Les bassins pétrogazifères représentent les territoires où la présence des facteurs suivants a été établie ou doit être prouvée mais est considérée comme très possible :

- Un domaine de subsidence, fermé ou semi-fermé, avec des limites structurales et hydrodynamiques précises.

- Des roches réservoirs poreuses et perméables stables, capables de faire office de "cap rock".

- Des roches mères avec une forte teneur en bitume syngénétique.

- Des indices d'huile et de gaz.

- Des conditions hydrogéologiques propres à préserver les accumulations d'huile de l'action destructive de l'eau en circulation.

Les territoires pétrogazifères peuvent aussi être classés en fonction des caractéristiques structurales, tectoniques et lithologiques régissant l'accumulation de pétrole, ou sur une base géographique, par régions, districts, provinces ou zones.

Une classification en "bassins sédimentaires" reposant sur les anciens domaines de sédimentation effectivement reconnus sur la base des caractéristiques géomorphologiques, est généralement acceptée lorsqu'il est question d'évaluer les possibilités pétrolières de vastes zones inconnues.

La quantité de pétrole et de gaz contenue dans des réservoirs souterrains dans les limites de gisements pétrogazifères constitue la réserve géologique ou la réserve "en place" ou "in situ".

La partie de la réserve géologique qui pourrait être extraite à la surface au moyen des techniques actuelles aux prix courants représente la réserve récupérable et la relation entre le pétrole récupérable et le pétrole en place à l'origine est appelé facteur de récupération. Le facteur de récupération peut varier considérablement d'un champ à l'autre, mais un réservoir moyen donne entre 20 et 30 p. 100 du pétrole en place durant la phase primaire de production, lorsque le flux de pétrole dans les puits producteurs n'est dû qu'à l'énergie naturelle du réservoir. On peut tirer des quantités supplémentaires de pétrole en appliquant des techniques de récupération secondaire telles qu'injection d'eau, de gaz et de vapeur dans le réservoir producteur.

Les réserves prouvées sont les quantités de pétrole et de gaz qu'on sait présentes dans les formations forées et qui ont été convenablement évaluées comme récupérables dans des conditions commerciales au moyen des techniques actuelles, aux coûts et prix courants.

Les réserves probables sont les quantités d'hydrocarbures des champs découverts, estimées par extrapolation des données d'un seul puits ou d'un nombre réduit de puits déjà forés.

Les réserves possibles et pronostiquées sont en général estimées comme réserves non découvertes en fonction de l'existence supposée de conditions géologiques favorables à la présence d'accumulations d'huile et de gaz de valeur commerciale.

Les réserves potentielles d'un territoire correspondent à l'huile qui a été produite, plus les réserves prouvées et les nouvelles découvertes potentielles.

Les réserves potentielles comprennent aussi les réserves spéculatives, outre les nouvelles découvertes estimées. C'est ainsi que dans un article publié récemment par le Petroleum Times, les ressources de pétrole potentielles du monde sont estimées à quelque 2 000 milliards de barils comprenant 275 milliards de barils de pétrole produit, environ 570 milliards en réserves récupérables prouvées, environ 760 milliards de découvertes futures estimées et encore 400 milliards de barils de réserves spéculatives.

BASSINS SEDIMENTAIRES D'AFRIQUE

Cadre géologique général

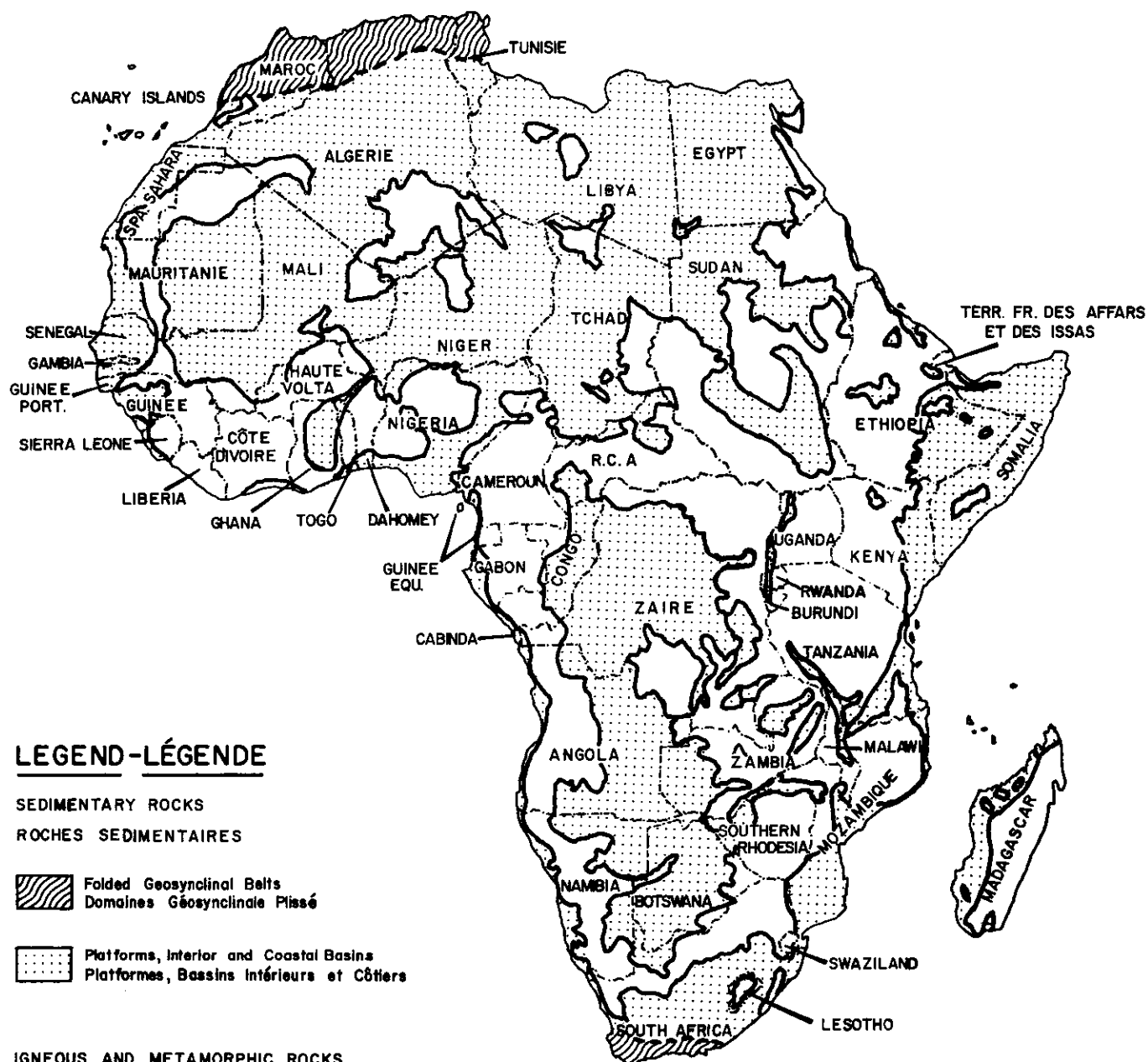
Une grande partie du continent africain peut être considérée, du point de vue du pétrole, comme absolument défavorable. Il s'agit des roches ignées et métamorphiques précambriennes et des anciens sédiments non fossilifères de l'Infracambrien et du début du Paléozoïque.

Le sédimentaire masqué à la surface par des laves post-paléozoïques associées aux grands systèmes de failles doit être considéré comme n'offrant que peu ou pas de perspectives pétrolières. Tel est le cas du plateau basaltique d'Ethiopie et du Kenya, rattaché à la "Rift Valley" et de l'alignement de roches volcaniques du Tchad et de la Libye. Afin de mettre plus nettement en relief les zones sédimentaires, on n'a pas différencié sur la carte jointe (fig.1) les zones volcaniques récentes du socle précambrien (tous en blanc).

AFRICA-AFRIQUE

Fig. 1.

SEDIMENTARY BASINS - BASSINS SÉDIMENTAIRES



After BAAPG

Aux extrémités nord-ouest et sud du continent, les deux ceintures géosynclinales plissées de l'Atlas au nord et du Cap au sud sont indiquées sur la carte par le même zipaton strié, bien que leurs perspectives soient différentes. Le domaine de l'Atlas, essentiellement rempli de sédiments marins mésozoïques et cénozoïques, avec plusieurs petits champs pétrolifères et de nombreux indices d'huile et de gaz, est en tout état de cause plus prometteur que celui du Cap où les sédiments du Paléozoïque inférieur qui prédominent ont un faciès assez défavorable.

L'intérieur de la moitié nord du continent, connue sous le nom de plate-forme nord-africaine ou plate-forme saharienne, contient un vaste développement de sédiments marins paléozoïques et mésocénozoïques dans divers grands bassins entourant les massifs précambriens de l'Afrique du centre-nord. Les bassins algériens et libyens de la plate-forme sont fameux pour leurs riches champs pétrolifères.

Le golfe de Suez et le bassin de la mer Rouge représentent un graben sur le massif Arabo-nubien, associé au système de la grande cassure est-africaine. A l'exception des champs pétrolifères égyptien du golfe de Suez, les seuls indices de gaz qu'on y ait trouvés se trouvent au large du Soudan et de l'Ethiopie. Vers le sud-ouest, en Ouganda et au Zaïre, la bande étroite de roches tertiaires remplissant la "Rift Valley" a montré quelques indices de pétrole.

Les bassins paléozoïques intérieurs de Taoudenni, de la Volta et de Guinée, dans la partie centre-nord du continent, et du Congo-Kasaï, de Kalahari et de Karoo dans la partie sud, constituent de vastes zones inexplorées, apparemment moins prometteuses en raison de la prédominance des dépôts continentaux et de l'absence de traces de pétrole intéressantes.

Les bordures ouest et sud-ouest du continent présentent une série de franges côtières mésozoïques et cénozoïques ou de "embayments", s'étendant sur le plateau continental, sur laquelle sont concentrées les activités d'exploration des grandes sociétés pétrolières opérant en Afrique. Les résultats de ces activités ont été extrêmement favorables dans les bassins du golfe de Guinée - Nigéria, Gabon, Angola, Zaïre, Congo. Un champ pétrolifère d'intérêt presque commercial a été découvert au Sénégal mais les résultats ne sont pas encore concluants en ce qui concerne les bassins est et sud-est où les seuls indices de gaz et d'huile importants sont signalés dans le Jurassique du bassin d'Ogaden en Ethiopie.

Pour passer en revue les possibilités pétrolières des diverses zones sédimentaires du continent africain, on a adopté l'ordre suivant :

1. Atlas nord-africain
2. Plate-forme nord-africaine (Sahara)
3. Golfe de Suez et mer Rouge
4. Bassins côtiers d'Afrique de l'Ouest
5. Bassins côtiers de l'Afrique de l'Est et du Sud.
6. Bassins intérieurs.

L'ATLAS NORD-AFRICAÎN

L'Atlas nord-africain qui forme la bordure septentrionale et alpine du continent, est une région de géosynclinal plissé qui s'étend sur une surface totale de plus de 600 000 km² dont 245 000 km² au Maroc, 275 000 en Algérie et 82 000 km² en Tunisie.

Les dépôts mésozoïques et cénozoïques avec des épaisseurs maximales de 12 000 m et 5 000 m respectivement, sont prédominants, tandis que les sédiments paléozoïques et les roches volcaniques ou de fondement occupent seulement des surfaces relativement réduites.

La structure tectonique est d'une complexité exceptionnelle à cause de trois éléments géotectoniques qui se rencontrent sur son territoire : la plate-forme précambrienne saharienne, la plate-forme épi-hercynienne et le domaine plissé alpin.

Le domaine plissé Rif-Tellien, qui forme un arc ouvert vers la Méditerranée a tous les traits caractéristiques d'un géosynclinal alpin : présence de noyaux anciens (Kabylie, massif Chélifien), de nappes de chevauchement et de dépressions superposées.

La plate-forme épi-hercynienne s'étend en bande entre le domaine plissé Tellien et la plate-forme précambrienne, avec deux parties distinctes, le Nord stable (les Mésétras marocaines et les hauts plateaux d'Algérie) et le Sud mobile, actif durant les mouvements post-hercyniques. Le Sud caractérisé par l'alternance d'anticlinaux longs et étroits, souvent avec des extrusions de noyaux de sel diapirique, et des synclinaux larges aux fonds plats, c'est le domaine de l'Atlas saharien.

Au sud, l'Atlas est séparé de la plate-forme saharienne par la faille marginale sud-atlantique "qui représente une importante ligne de dislocations tectoniques qui s'étend d'Agadir jusqu'à Gabès".

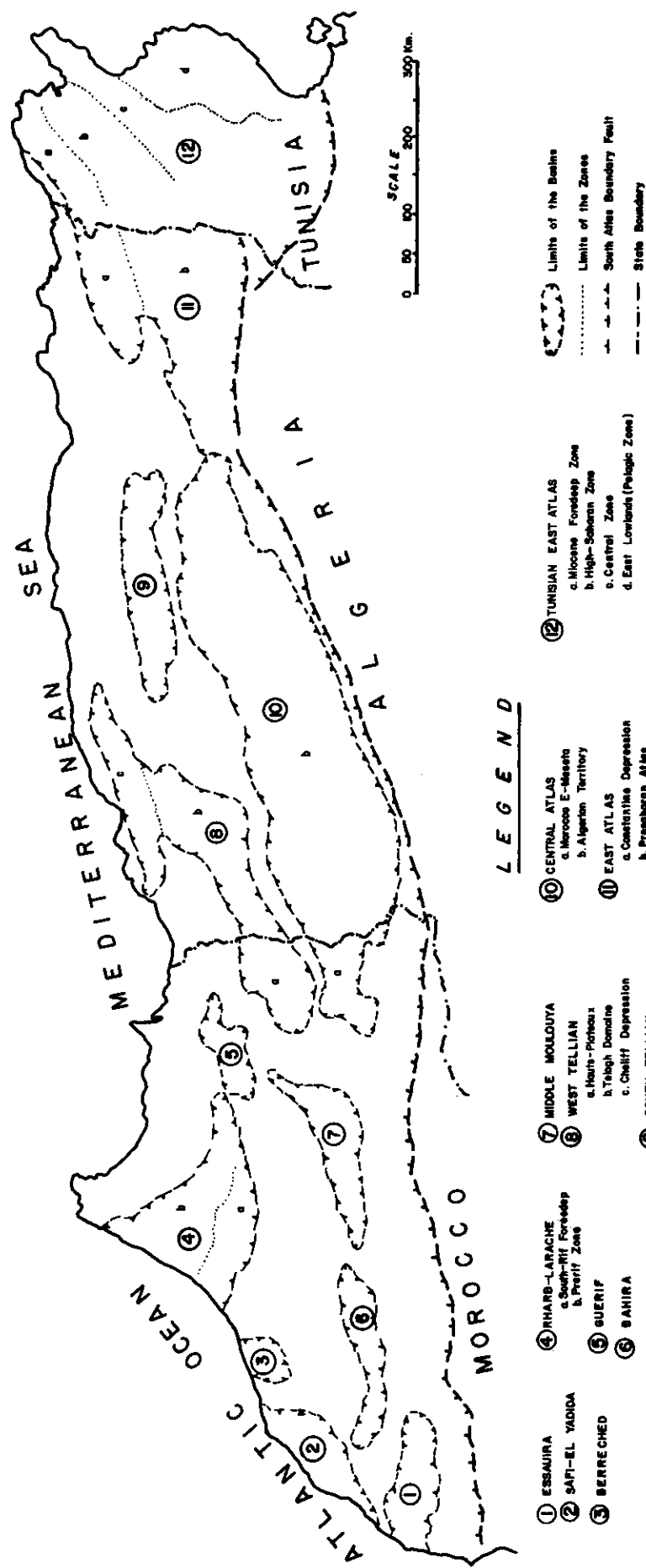
La couverture sédimentaire de l'Atlas embrasse comme intervalle stratigraphique pratiquement toute l'échelle, du Paléozoïque jusqu'au Quaternaire. La présence des nombreux indices d'huile, de gaz et de bitume ainsi que l'évidence d'épaisses séries marines où les roches jugées favorables pour la formation des hydrocarbures alternaient avec les réservoirs possibles, ont attiré l'attention pour la recherche pétrolière depuis la fin du XIXème siècle.

Malgré le grand volume des travaux exécutés, surtout durant les 25 dernières années, on n'est pas arrivé à des découvertes importantes. Il paraît que la tectonique extrêmement compliquée et la discontinuité des bons collecteurs expliquent ce résultat.

Dans la figure 2 on présente la carte des surfaces intéressantes pour l'exploration pétrolière, à la base des travaux publiés par les géologues de BRGM et Sonatrach. La délimitation des différents bassins est conventionnelle et n'a servi que pour donner une orientation générale en ce qui concerne les résultats déjà obtenus et les perspectives.

Fig. 2.

NORTH-AFRICAN ATLAS SEDIMENTARY AREAS WITH REFERENCE TO PETROLEUM POSSIBILITIES



La liste des bassins, des forages exécutés et les résultats obtenus est la suivante :

A) L'Atlas marocain

1. Essaouire..... 7 500 km² - 26 puits d'exploration - 51 100 m
Réserves découvertes dans les calcaires fracturés du Jurassique supérieur { 730 000 t. de pétrole
410 millions de m³ de gaz
2. Safi-El Jadida.... 8 000 km² - 4 puits d'exploration - 11 400 m
3. Berrechid..... 2 000 km²
4. Rharb-Larache..... 23 000 km² - Approximativement 56 puits d'exploration totalisant + 88 000 m forés
Réserves découvertes (1 452 000 t. de pétrole
520 millions de m³ de gaz
5. Guercif..... 5 000 km² - 1 puits - 1 967
6. Bahira..... 7 500 km²
7. Moulouya..... 10 000 km² - 4 puits - 7 411 m
8. Méséta orientale.. 13 000 km² - 2 puits - 5 850 m

B) Algérie

8. (byc) Ouest-Tellien..... 28 000 km² - 73 puits d'exploration 76 355 m
Réserves découvertes : 30 000 t. d'huile
9. Sud-Tellien..... 12 000 km² - 45 puits d'exploration 61 000 m
Réserves découvertes : 400 000 t. d'huile
10. Centre-Atlassique..... 92 000 km² - 6 puits - 21 000 m
11. Atlas de l'Est..... 34 000 km² - 11 puits - 35 674 m
Réserves découvertes : 700 000 t. d'huile

C) Tunisie

12. Atlas tunisien..... 77 500 km² - 79 puits d'exploration - 180 700 m
Réserves découvertes : + 14,5 millions de t. d'huile
350 millions de m³ de gaz

/...

Il faut ajouter aux surfaces en terre ci-dessus mentionnées, les extensions possibles dans l'offshore de l'Océan Atlantique - environ 30 000 km² et dans la Méditerranée au long de la côte tunisienne - environ 40 000 km².

La situation détaillée des gisements découverts, y compris le nombre des puits de développement forés qui a été considérable pour les champs découverts avant 1950, est présentée dans les tableaux annexes aux documents par pays.

Pour mieux analyser les perspectives, on a essayé de déduire de la surface totale des bassins montrée ci-dessus, la surface effective qui d'après les données géologiques et géophysiques actuelles se révèle intéressante pour la recherche. On a obtenu :

63 500 km² pour l'Atlas du Maroc (y compris offshore)

124 000 km² pour l'Atlas algérien

88 000 km² pour l'Atlas tunisien (y compris offshore)

En rapportant l'effort de forage d'exploration au territoire et aux réserves découvertes on obtient le tableau suivant :

	Maroc	Algérie	Tunisie	Total Atlas
Surface effective d'exploration (km ²)	63 500	124 000	88 000	275 500
Forage d'exploration				
métrage (m-)	+165 728	194 029	180 700	540 457
nombre de puits	+ 93	138	79	310
profondeur moyenne (m)	1 750	1 410	2 280	
Réserves initiales découvertes				
pétrole..... tonnes	2 110 000	1 200 000	+ 14 500 000	
gaz..... 10 m ³ m ³	930 000	-	350 000	
hydroc.équivalents.tonnes	3 040 000	1 200 000	+ 14 850 000	19 090 000
Réserves récupérables découvertes :				
t/équiv/puits d'exploration	32 800	8 600	185 000	61 500
t/équiv/m.foré	18,3	6,2	82	35,2
t/équiv/km ²	48	9,7	168	70

On voit que les indicateurs économiques de la recherche dans le domaine Atlasique se situent aux valeurs moyennes qui correspondent à une région aux perspectives assez pauvres ou modérées. Selon les données disponibles, les géologues soviétiques ont estimé que pour l'Atlas algérien seulement de petits et moyens gisements

/...

d'huile et de gaz pourraient y être découverts. Cette estimation valable aussi pour l'Atlas marocain et le territoire de l'Atlas tunisien proprement dit, peut être considérée comme modérée pour la zone de dépression périphérique de l'est de la Tunisie (zone pélagique) et son extension dans l'offshore. En fait, durant les dernières années, on y a découvert deux gisements, Sidi-el Ibayem et Astharte, dont le volume initial des réserves récupérables s'annonce supérieur à 10 millions de tonnes d'huile pour chacun.

Pour comprendre l'avenir de la région atlassique, il faut se reporter aux renseignements publiés par D. Navlikin sur la densité moyenne des réserves découvertes dans les régions aux structures géologiques similaires de l'URSS et USA. On y considère une densité moyenne de 3 000 - 10 000 tonnes de réserves géologiques par kilomètre carré, ce qui, pour un coefficient de récupération final de 15 - 20% correspond à 500 - 1 500 tonnes de réserves récupérables par kilomètre carré du bassin sédimentaire.

Donc les ressources potentielles du domaine de l'Atlas pourraient se situer entre 137 et 400 millions de tonnes d'hydrocarbures équivalents récupérables, pour une surface de travail d'environ 275 000 km². Comme il y a des opinions différentes sur les perspectives des zones moins étudiées, (surtout les régions de la plate-forme épihercynienne - Mésétas, l'Atlas central), il paraît que l'estimation de 150 à 200 millions de tonnes, pour le moment actuel serait plus réaliste.

De toute façon, on ne peut pas ignorer les difficultés techniques de la prospection géophysique, préliminaire aux forages et la complexité tectonique de la région qui demande un nombre très élevé de puits d'exploration pour découvrir les réserves autant qu'un nombre aussi élevé de puits de développement pour la mise en valeur.

L'expérience des régions similaires montre que les moyennes obtenues jusqu'à présent (35 tonnes/mètre foré ou 61 000 tonnes de réserves par puits d'exploration) sont acceptables même pour déterminer le volume de l'activité prochaine.

L'effort donc demandé apparaît impressionnant, presque 6 millions de mètres forés d'exploration pour découvrir 200 millions de tonnes de réserves, mais qui ne semble pas impossible en tenant compte des prix actuels de pétrole ainsi que de l'effort comparé similaire fait dans les pays développés.

LA PLATE-FORME PRECAMBRIENNE NORD-AFRICAINE

La plus grande partie de la zone désertique de l'Afrique du Nord correspond à une région de plate-forme précambrienne qui s'étend entre le domaine de l'Atlas au Nord-Ouest, la Méditerranée au nord et les affleurements du socle précambrien au sud (les massifs Reguibate, Hoggar, Tibesti et Arabo-Nubien).

Cette plate-forme connue aussi sous le nom de "plate-forme saharienne" ou zone saharienne de la plate-forme africaine, représente un domaine d'affaissement considérable du socle cristallin qui est recouvert d'une puissante couverture de sédiments paléozoïques dans la partie du nord-ouest, de sédiments mésozoïques dans la partie centrale et de sédiments paléozoïques, mésozoïques et tertiaires dans la partie du nord-est.

/...

Au point de vue pétrolier, cette plate-forme représente un des plus importants bassins (au sens large) sédimentaires du monde renfermant la majorité des réserves connues de pétrole et de gaz du continent africain.

Comme succession stratigraphique en liaison avec la tectonique, le sédimentaire de la plate-forme peut être divisé en trois étages géostrucuraux :

- i) Le Protérozoïque supérieur ou Infra-cambrien, très peu étudié, présent surtout dans la partie occidentale, pratiquement sans intérêt pour la recherche des hydrocarbures.
- ii) Le Paléozoïque (Cambrien, Ordovicien, Silurien, Dévonien et Carbonifère) qui repose sur les sédiments de l'étage infracambrien ou directement sur le socle, partout transgressif et discordant. Il est représenté par une assise de roches détritiques et à un degré moindre, carbonatées, parfois avec des roches éfusesives.

L'épaisseur et l'étendue stratigraphique du Paléozoïque sont considérablement variables, de 8 500 m maximum dans le bassin de Tindouf jusqu'à une dizaine de mètres aux sommets des anciens blocs élevés d'où l'ensemble a été fortement érodé. L'étage géostrucural paléozoïque est affecté par les plissements de plate-forme dont les caractères et l'intensité sont très variables suivant les différentes zones tectoniques.

- iii) L'étage mésocénozoïque qui constitue la couverture supérieure moins plissée, formée de dépôts secondaires.

Les roches de cet étage reposent avec une nette discordance angulaire et stratigraphique sur les sédiments du paléozoïque et dans certains cas, sur les formations infracambriennes.

Dans les bassins ouest, l'étage mésocénozoïque n'est pas développé partout et dans les autres régions son épaisseur et le nombre des termes stratigraphiques varient considérablement.

Dans le bassin triassique de l'Algérie où l'étage atteint l'épaisseur et l'étendue stratigraphique maximales, on peut distinguer les sous-étages structuraux :

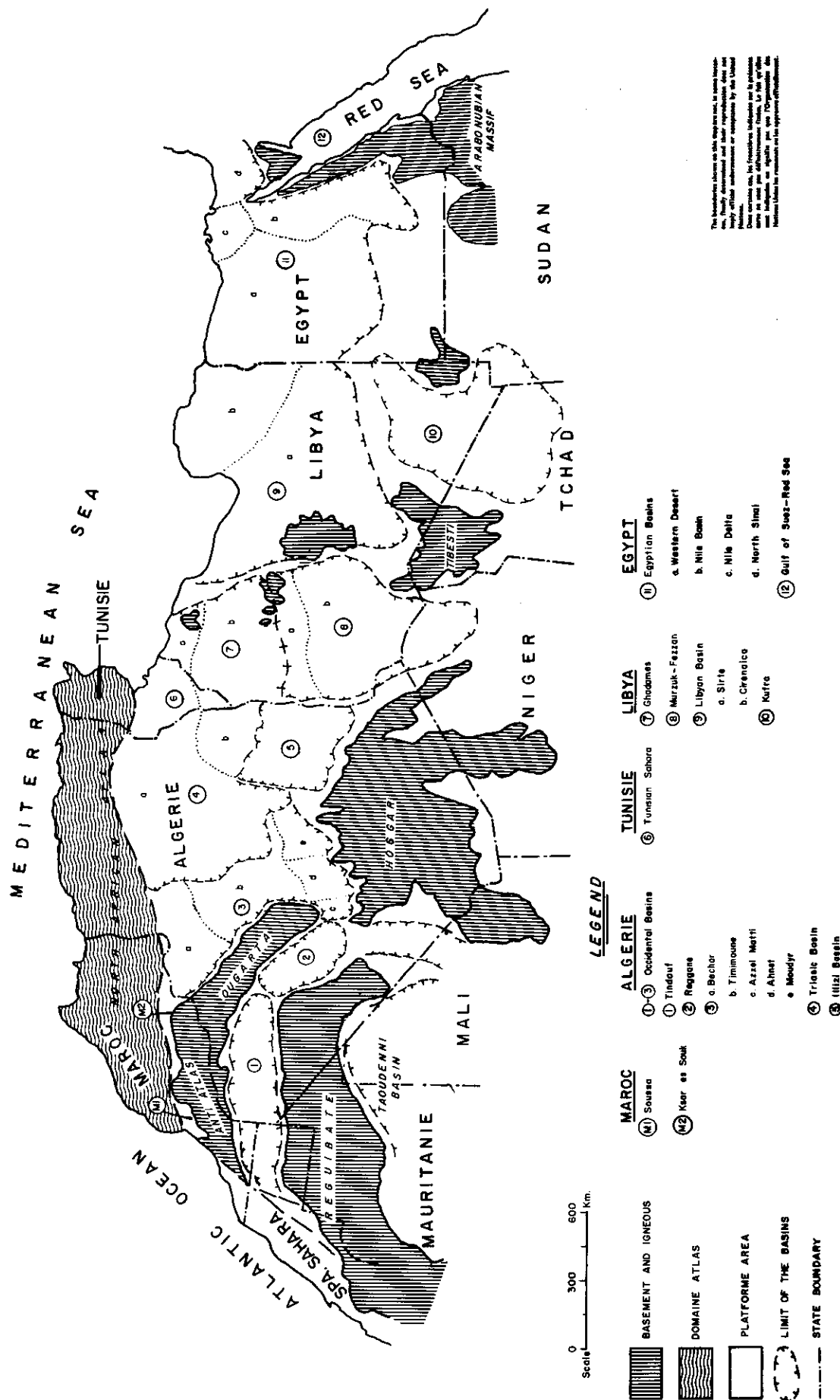
- l'inférieur embrassant le Trias, le Jurassique et le Crétacé inférieur;
- le moyen constitué par l'Aptien-Albien et le Crétacé supérieur;
- le supérieur présenté par le Néogène-Quaternaire reposant partout avec discordance angulaire sur les couches plus anciennes érodées;

Dans la Libye centrale (bassin de Sirte) l'anté-Crétacé supérieur est pratiquement absent.

Sur la carte annexée (fig.2) nous avons essayé de présenter les divisions de la plate-forme saharienne en tenant compte surtout des divisions traditionnelles adoptées par les services géologiques des pays ou des sociétés nationales pétrolières et en nous rapportant toujours aux territoires nationaux. C'est pour cela que les divisions, même quand on utilise le terme de "bassin" peuvent être considérées plutôt comme des unités géographiques que géologiques.

NORTH AFRICAN PLATFORM SEDIMENTARY AREAS WITH REFERENCE TO PETROLEUM POSSIBILITIES

Fig. 3.



Au Maroc, on a rapporté à la région de la plate-forme nord-africaine les deux bassins paléozoïques situés entre l'accident sud-Atlassique et l'Anti-Atlas.

- le bassin côtier de Soussa (environ 10 000 km²)
- le bassin Ksar es Souk (environ 25 000 km²) qui représente la prolongation septentrionale de la dépression Béchar d'Algérie.

Apparemment, les perspectives des deux bassins sont modestes et les 5 puits d'exploration forés dans le bassin de Soussa (dont un puits dans l'extension offshore) et 3 puits forés dans le bassin Ksar es Souk sont restés sans résultats.

Egalement sur le territoire marocain, l'extrémité nord-ouest du bassin de Tindouf, environ 30 000 km² a fait l'objet de la recherche de trois puits d'exploration totalisant 9 430 m, sans résultat.

Pour l'Algérie, on a adopté la division utilisée par SONATRACH, en trois parties :

- i) Les bassins ouest du Sahara algérien
 - Tindouf... environ 200 000 km² dont 140 000 km² en Algérie
 - Reggane... environ 75 000 km²
 - Béchar)
 - Timimoune (Mac Mahon))
 - Azzel Matti) ... environ 310 000 km²
 - Amnet)
 - Moudyr)
- ii) Le Bassin triasique... environ 435 000 km² dont les sous-divisions les plus connues sont la dorsale complexe d'Amguid - El Biod - Massi Messaoud, la dépression d'Ouest-Mya, la dépression du nord-est qui se prolonge en Tunisie méridionale et la dépression de Ghadamès qui s'étend également sur le territoire libyen.
- iii) Le Bassin d'Illizi (Polignac)... 160 000 km² avec les structures de premier ordre, la demi-voûte de Tin-Fouyé, l'Homoclinal d'Illizi sud et la demi-dépression d'Illizi centrale.

Tunisie... Le Bassin du Sahara tunisien

Environ 87 000 km², comprenant toute la moitié sud du pays. Ici, on peut différencier la zone sud-atlassique de Médénine et au long de la côte du Golfe de Gabès la zone Gabès-Gefare qui se prolonge dans l'offshore et aussi à l'extrémité nord-ouest de la Libye.

En Libye, les divisions classiques sont :

- i) Bassin de Ghadamès..... environ 190 000 km² au nord-ouest du pays
- ii) Bassin Murzuk-Fezzan environ 245 000 km²
- iii) Bassin de Sirte..... environ 435 000 km²
- iv) Dépression de la Cyrénaïque..... environ 120 000 km²
- v) Bassin de Kufra environ 175 000 km² sur le territoire libyen, étendu aussi au Tchad et au Soudan.

En Egypte, on a séparé (après l'EGPC) :

- i) Le Désert de l'Ouest..... environ 400 000 km² y compris l'offshore
- ii) Le Delta du Nil..... environ 36 000 km² y compris l'offshore
- iii) Bassin du Nil..... environ 100 000 km²
- iv) Le Sinaï du Nord..... environ 40 000 km² y compris l'offshore qui représente une transition vers le système libano-syrien.

Il faut ajouter aussi, quand on fait la balance des travaux de recherches, la position du bassin de Tindouf qui s'étend sur le territoire du Sahara espagnol sur une surface d'environ 30 000 km² et qui a fait l'objet du forage de 20 puits d'exploration.

SAHARA ALGERIEN

Travaux exécutés et résultats obtenus

L'exploration intense en vue de découvrir des accumulations d'huile et de gaz d'importance commerciale a commencé en 1952 par des prospectives géologiques, prospections géophysiques (comprenant gravimétrie, magnétométrie, électrométrie et surtout sismique), forages de prospection de petite profondeur (core-drill) et forages d'exploration.

Durant la période 1952-1971 on a foré 582 puits profonds d'exploration avec une profondeur moyenne de 2 780 m totalisant un mètre de 1 621 487 m.

La majorité des travaux ont été exécutés dans le bassin Triasique et le bassin d'Illizi (Palignac) où d'ailleurs on a obtenu en partant de 1956 la découverte des importants gisements de pétrole (Hassi Messaoud, Edjeleh) ou de gaz (Hassi R'Mel).

On a annoncé, à la fin de 1971, la découverte de 134 champs d'huile et de gaz dont :

85 dans le Bassin d'Illizi

32 dans le Bassin triasique

17 dans les bassins ouest-Sahara

Tous ces gisements se rattachent aux roches sédimentaires à partir du Cambrien jusqu'à Trias, y compris.

Les horizons-réservoirs avec une distribution régionale se trouvent dans le Cambro-Ordovico-Silurien inférieur, Dévonien inf., le Carbonifère inf., le Permotrias et le Trias. Des roches réservoirs répandues localement sont connues dans le Dévonien moyen et supérieur et dans le Carbonifère supérieur.

Tous les réservoirs du Sahara algérien mentionnés ci-dessus renferment de nombreux indices d'huile et de gaz ainsi que les accumulations d'huile et de gaz connus.

Les plus importants gisements d'huile sont liés pour leur grande partie au Cambrien-Ordovicien, ceux d'huile et de gaz étant rattachés au Dévonien inférieur et le champ de gaz se trouve en majorité dans le Trias.

Les argiles du Silurien supérieur, du Dévonien supérieur et du Trias salifère assurent des bonnes couvertures régionales pour les gisements connus.

On admet avec certitude la présence des roches-mères du pétrole dans le Silurien supérieur (les schistes gothlandiens avec graptolithes) et possible dans le Dévonien supérieur et Mésozoïque, sans disposer d'une étude très poussée dans cette direction.

Les réserves récupérables prouvées pendant cette période représenteraient approximativement :

1 950 millions de tonnes de pétrole (y compris condensé)

3 025 milliards de mètres cubes de gaz libre (sans inclure les gaz associés avec l'huile).

D'après des renseignements publiés, assez discutables, le volume des réserves probables et possibles récupérables identifiées par les mêmes travaux serait environ :

2 300 millions de tonnes de pétrole et condensé.

1 000 milliards de mètres cubes de gaz libre.

Dans une étude d'évaluation effectuée par les géologues soviétiques et publiée par SONATRACH, on mentionne que les réserves découvertes d'huile sont localisées :

80 p. 100 dans le bassin Triasique

20 p. 100 dans le bassin Illizi

/...

tandis que les réserves perspectives (probables et possibles) se trouvent :

64 p. 100 dans le bassin Illizi

36 p. 100 dans le Sahara algérien.

En ce qui concerne les réserves de pronostic (réserves pronostiquées) correspondant au degré actuel de connaissances géologiques du territoire, toujours pour l'huile, elles seraient de :

75 p. 100 dans le bassin du Trias et

25 p. 100 dans les autres territoires.

En rapportant ces données aux réserves publiées mentionnées ci-dessus, on arrive à la répartition suivante des réserves initiales récupérables de pétrole sur le territoire du Sahara algérien :

Réserves d'huile

prouvées... 1 560 000 000 t dans le Bassin Trias
390 000 000 t dans le Bassin Illizi

Réserves probables

et possibles... 830 000 000 t dans le Bassin Trias
1 400 000 000 t dans le Bassin Illizi

Pour les réserves de gaz libres découvertes la répartition suivante est la plus probable :

	<u>Bassin Triasique</u>	<u>Bassin Illizi</u>	<u>Bassins de l'Ouest</u>
Réserves prouvées de gaz (milliards de m ³)	2 600	300	100
Réserves probables et possibles (milliards de m ³)	600	300	100
	3 200	600	200

Il faut mentionner que dans le volume des réserves d'huile prouvées, qui ont été annoncées, sont compris en outre environ 400 millions de tonnes de condensé (gasoline), évalué comme récupérable avec les gaz produits à Hassi R'Mel pour un rapport gaz/condensé de 5 000 m³ gaz/tonne.

A cause des variations possibles du coefficient final de récupération en fonction des techniques utilisées et des résultats obtenus dans les processus de récupération secondaire par injection d'eau et de gaz, le volume des réserves de pétrole récupérables est susceptible de modifications importantes, surtout quand il s'agit des gisements géants.

/...

C'est le cas de Hassi Messaoud dont les réserves d'huile en place s'élèvent à 5,1 milliards de tonnes et il suffit de réaliser une augmentation de 5 p. 100 de la récupération finale par la récupération secondaire pour ajouter aux réserves récupérables un plus de 255 millions de tonnes.

Parmi les gisements découverts dans le Sahara algérien, il faut citer :

- dans le Bassin triasique : les gisements géants d'huile de Hassi Messaoud (environ 1 milliard de tonnes récupérables) et de gaz de Hassi R'Mel (environ 2 milliards de m³ de gaz et 400 millions de tonnes de condensé); les gisements de Gassi Touil, Rhourde el Baguel, El Gassi-El Agreb, chacun avec des réserves d'huile récupérable comprises entre 50 et 100 millions de tonnes et les gisements de gaz de Rhourde Nouss - Rhourde Chouff et Rhourde Adra avec 300 milliards de m³ de réserves.

- dans le Bassin Illizi : les gisements d'huile de Zarzaitine et Tinfouyé avec les réserves récupérables comprises entre 50 et 100 millions de tonnes et Edjelleh et Tinguetcurine entre 20 et 50 millions de tonnes de réserves chacun; le gisement de gaz d'Alvar avec 100 milliards de m³ de réserves de gaz très riche en gasoline.

Perspectives du Sahara algérien

On sait que le Sahara algérien n'est pas étudié partout de la même façon du point de vue géologique et géophysique. Tandis que la connaissance de régions pétro-gazéifères d'Illizi et du Bassin Triasique est plus avancée, la partie ouest avec des régions plus éloignées, moins peuplées et dont l'accès est difficile se trouve seulement dans une étape initiale de la recherche.

Seulement un nombre relativement réduit de puits a été foré dans cette région ouest et après leurs données, on peut tirer seulement des conclusions très générales en ce qui concerne les perspectives.

Le Bassin Tindouf (140 000 km² sur le territoire algérien
(30 000 km² sur le territoire du Maroc
(30 000 km² sur le territoire du Sahara espagnol.

On a foré 8 puits sur le territoire algérien dont 4 sur le monocline sud et 4 dans la région centrale-nord, où on a détecté par les prospections géophysiques un certain nombre de structures.

Sur la partie méridionale-ouest avec les caractéristiques d'un monocline affectée de faibles ondulations et des failles, en territoire du Sahara espagnol, on a exécuté 20 puits de recherche stratigraphique et d'exploration cumulant 24 500 m forés (le puits le plus profond à 5 280 m).

Dans le territoire marocain (région appelée Dra-Tarfaya), on a foré 3 puits d'exploration représentant 9 443 m forés.

Sauf un petit gisement de gaz, non commercial, découvert dans le Silurien du Moreba (Sahara espagnol) à 660 m et une faible venue de gaz de l'Ordovicien au nord de la dépression (structure Igma), on a rencontré des indices d'huile dans les réservoirs du Cambrien, Ordovicien et Dévonien.

Aucune accumulation commerciale d'huile ou de gaz n'a été découverte.

On accorde des perspectives de deuxième ordre à la partie algérienne du bassin comme suit :

- Sur la bordure sud, aux réservoirs cambro-ordoviciens qui se biseautent et éventuellement aux réservoirs terrigènes granulaires du Dévonien inférieur.
- Dans la zone centrale, au Carbonifère inférieur et Dévonien inférieur quoique la région n'a pas été prospectée en détail par sismique.
- Sur la bordure nordique, aux réservoirs du Cambro-ordovicien.

Le Passin Reggane. Surface d'intérêt 75 000 km². On a foré 16 core-drills totalisant 5 500 m et 10 puits d'exploration totalisant 17 200 m.

On a découvert un gisement de gaz à Reggane, en Dévonien inférieur (Siegenian) à 2 685 m, débit 640 000 m³/jour avec le puits Reggane 2.

Les perspectives se réfèrent au :

- Cambro-Ordovicien sur une partie de bordure sud (région Bini?)
- Dévonien inférieur, bordure du nord
- Dévonien + Carbonifère sur la partie nord-est.

Le centre du bassin n'est pas étudié par prospections géophysiques.

Azzel Matti, dépression d'Ahnet et dépression de Moudyr

Par les forages d'exploration on a découvert dans cette région 10 gisements de gaz dans la dépression d'Ahnet au Cambro-Ordovicien et au Dévonien inférieur, et un gisement de gaz sur l'ensemble d'Azzel Matti.

Les profondeurs des horizons productifs sont de 1 100 à 1 540 m pour l'Ordovicien, de 1 220 m à 2 880 m pour le Dévonien inférieur et de 400 à 700 m pour le Carbonifère inférieur.

Gisements de gaz : Djebel Berga, Baher El Hammer, Mérédous, Tif, Oued Djaret, In Salah, Djebel Thane etc..

On considère qu'il y a des perspectives de découvrir des réserves supplémentaires de gaz dans les collecteurs relatifs à faible perméabilité du Cambro-Ordovicien et Dévonien inférieur.

Les gisements de gaz découverts ne sont pas contourés et demandent, paraît-il, une prospection supplémentaire si on veut les utiliser.

Bassin de Béchar

Bien que des nombreux indices de gaz et d'huile soient connus dans les calcaires et dolomies du Dévonien et du Carbonifère dans les puits forés sur le dôme de Meheret et la voûte d'Oued Namouss, aucun gisement d'huile ou de gaz n'a été découvert jusqu'à présent.

On considère que l'exploration du bassin est à l'état préliminaire et on attribue des perspectives possibles ou de deuxième ordre aux dépôts de la série Cambrien-Carbonifère.

Bassin de Timimoune

Actuellement dans le bassin de Timimoune sont découverts cinq gisements de gaz (Bel Rhazi, Reg, Tineldjame, Djous et Krechba) et un gisement d'huile à Azzène. Les gisements sont apparemment de ressources modestes à cause de la perméabilité réduite des magasins contenus dans les formations ordoviciennes et dévoniennes.

Les possibilités pour l'avenir sont liées à l'exploration plus détaillée de la voûte d'Assène et du bourrelet de Tinkabar-Reg.

Bassin Triasique

Les plus importants champs d'huile et de gaz de l'Algérie sont découverts dans cette province pétrogazéifère (environ 35 champs) dont les formations les plus prometteuses sont le Cambro-Ordovicien, le Permo-Trias et le Trias. Le Dévonien et le Carbonifère sont absents sur la majeure partie de la province et ne présentent qu'un intérêt relativement limité dans quelques zones locales à l'ouest et à l'est du bassin.

Les zones favorables à de nouvelles découvertes dans le Paléozoïque inférieur (Cambrien, Ordovicien et Silurien) se trouvent sur les bordures ouest et est de la dépression d'Oued Mya et sur la bordure ouest de la dépression de Ghadamès.

De vastes perspectives sont attribuées aux dépôts du Permo-Trias et du Trias, à la dépression Oued-Mya ainsi qu'aux bordures nord et ouest de la dépression de Ghadamès (région des champs El Borma et Keskesa). On considère aussi que la plongée nord de la dorsale El Biod-Hassi Messaoud offre encore des possibilités de découvrir des gisements d'une taille moyenne.

Bassin d'Illizi

Le bassin d'Illizi se trouve tectoniquement sur la bordure à faible pente sud de la dépression de Ghadamès. Le Paléozoïque au pendage régional nord y constitue deux grandes zones hautes, Tin-Fouyé et Zarzaitine et une demi-dépression, Illizi central.

De nombreux indices et venues d'huile et de gaz ainsi que 159 gisements dans 85 des champs pétrolifères ou gazéifères ont été découverts dans les horizons productifs du Cambrien, de l'Ordovicien, du Silurien inférieur et du Dévonien.

Les gisements de gaz sont découverts de préférence dans le Cambro-Ordovicien-Siluvien et les gisements de pétrole ou de pétrole et de gaz surtout dans le Dévonien. Les grès du Carbonifère ont montré une productivité plus faible dans les six gisements d'huile-gaz découverts sur la dépression d'Illizi-central et sur le môle structural de Zarzaitine.

Dans le Trias marin, on a découvert un petit gisement à El Ouar Sud et on a constaté d'abondants indices d'huile et de gaz dans la partie nord d'Illizi.

Les géologues soviétiques travaillant pour Sonatrach qui ont étudié en détail la région, considèrent qu'il y a encore d'importantes réserves d'huile à découvrir dont la mise en valeur dépend seulement d'une prospection supplémentaire des gisements déjà connus, en extension latérale et en profondeur.

On attend aussi la découverte de petits ou moyens gisements dans les réservoirs du Dévonien de la demi-dépression d'Illizi-central.

Sur la bordure nord de la même dépression, on estime qu'il y a aussi des chances dans des zones limitées des formations sous-salifères du Trias.

SAHARA TUNISIEN

La plate-forme nord-africaine couvre la moitié sud du territoire tunisien présentant deux sous-unités géotectoniques distinctes: une zone plus mobile, au nord, la zone de Médenine dans la région péri-atlassique et la zone australe stable presque tabulaire.

Dans la zone Médenine qui représente en fait une zone de transition entre le domaine alpin et la plate-forme précambrienne, le socle se trouve relativement haut, de 600 à 3 600 m, s'affaissant successivement vers le sud par un système de failles en échelle parallèles à la direction atlassique.

La zone sud-saharienne a tous les caractères du bassin triasique d'Algérie dont elle représente la terminaison nord-est.

L'exploration a commencé en 1957 et jusqu'à la fin de 1971, on a foré 46 puits d'exploration avec une profondeur moyenne de 2 740 m totalisant un volume de forage de 126 000 m.

Parmi ces puits, 26 ont été forés dans la zone de Médenine pour ne trouver que des indices de pétrole ou de gaz dans les formations paléozoïques et le Trias.

Vingt puits d'exploration (dont 2 offshore), d'une profondeur moyenne de 3 050 m, ont été forés dans la zone saharienne, y compris la région côtière de Gabès-Gefana.

Comme résultat commercial, on a découvert dans les grès du Trias un seul gisement de pétrole avec des réserves initiales d'environ 83 millions de tonnes, le gisement d'El Borma. Dans la même formation, on a trouvé encore de nombreux indices de pétrole et aussi des venues de gaz (commercial) sur la côte est.

L'absence d'autres grandes structures positives dans la région fait prévoir une exploration prochaine en vue de la découverte de gisements petits ou moyens dans des blocs faillés, par conséquent un effort accru, mais sans doute avec des chances de succès.

D'ailleurs, les récentes découvertes dans l'offshore libyen du Golfe de Gabès ne manquent pas d'améliorer aussi les perspectives du territoire tunisien.

/...

LES BASSINS LIBYENS

Du point de vue géologique et aussi en ce qui concerne l'intérêt pétrolier, la Libye peut être divisée en deux grandes régions :

- La Libye du nord, la plus intéressante pour l'exploration, avec les trois bassins sédimentaires dont les traits sont assez différents, Ghadamès à l'ouest, le bassin de Sirte au centre et la Cyrénaïque à l'est.

- La Libye du sud dont l'intérêt pétrolier semble assez faible et qui comprend le bassin de Murzuk (y compris la zone de Fezzan) à l'ouest et le bassin de Kufra au sud-est.

Le bassin de Ghadamès est rempli principalement par des grès et des argiles paléozoïques recouverts par une succession de roches du Trias au Paléocène. Sur la bordure du nord-est, la zone de Gefara présente une couverture miocène accumulée pendant la subsidence tardive reliée au bloc pélagique du nord.

Le bassin de Sirte a été formé par une subsidence active et une cassure de bloc allant du Crétacé à l'époque présente. La succession des roches sédimentaires y débute par des roches clastiques terrigènes et continue par une prédominance de roches carbonatées durant le Crétacé supérieur et le Tertiaire

Le bassin de Cyrénaïque est constitué par des dépôts paléozoïques, secondaires et tertiaires plongeant légèrement vers le nord (d'où le nom aussi de plate-forme de Cyrénaïque), dont l'épaisseur totale atteint 6 000 m.

Les deux bassins sud, Murzuk et Kufra, sur la région stable de la plate-forme sont formés de sédiments clastiques et continentaux du Paléozoïque et Mésozoïque avec des incursions marines - relativement courtes - durant le Silurien inférieur, le Dévonien et le Carbonifère.

Travaux exécutés et résultats obtenus

Les travaux d'exploration ont commencé par des reconnaissances géologiques préliminaires, en 1953, suivis de prospections géophysiques et de forages d'exploration qui ont débuté en 1956 et ont été intensifiés après les premières découvertes.

Durant la période 1956-1971 on a foré sur le territoire de la Libye 1 360 puits d'exploration avec une profondeur moyenne de 2 450 m et totalisant 3 380 000 mètres forés.

L'effort maximal a été dirigé, après 1959, sur le bassin de Sirte où le nombre total des puits d'exploration forés jusqu'à 1972 est de 1115, ce qui représente une densité de 27 puits d'exploration par 10 000 km² de surface.

Dans le bassin de Cyrénaïque on a foré 56 puits d'exploration sans aucune découverte d'importance commerciale et dans la région occidentale du pays, (bassins de Ghadamès et Murzuk-Fezzan) environ 189 puits dont 15 dans la région de Gefara.

Comme résultat de ces travaux d'exploration, à la fin de 1971, on avait découvert :

- Dans le bassin de Sirte d'où provient la totalité de la production libyenne, 40 champs de pétrole et 6 champs de gaz (dont un offshore) avec les réserves initiales récupérables, prouvées suivantes :

3,5	-	4	milliards de tonnes d'huile
100	-	250	milliards m3 de gaz libre
350	-	600	milliards m3 de gaz associé.

- Dans le bassin de Ghadamès, plus de 60 gisements divers; on n'a établi que pour trois groupes une valeur à peu près commerciale : les champs d'huile d'El Hamra, Tigi et Bir Tlacin qui sont capables de produire environ 150 000 bls par jour et dont les réserves récupérables sont estimées par nous à 150 - 200 millions de tonnes. Un champs de pétrole a été découvert en 1971 au large de la zone Gefara, à Zouara, avec un débit de 1100 bls/jour.

Parmi les champs de pétrole découverts dans le bassin de Sirte, 14 peuvent être considérés comme des champs géants avec des réserves récupérables de 50 à 1 100 millions de tonnes, 9 ont des réserves de 10 à 50 millions de tonnes et les autres de 1 à 10 millions de tonnes. On trouvera ci-dessous la liste de ces champs pétrolifères et aussi les formations qui contiennent les horizons productifs:

i) Réserves initiales

plus de 1 milliard de tonnes - Sarir Crétacé

ii) Réserves initiales entre

100 et 1 000 millions de tonnes -	Amal	Cambro-Ordovicien
	Intisar.....	Paléocène
	Gialo.....	Paléocène, Eocène, Oligocène
	Zelten.....	Crétacé et Paléocène
	Raguba.....	Cambro-Ordov. et Crétacé
	Samah.....	Cambro-Ordov. et Crétacé
	Kafoora.....	Cambro-Ordov. et Eocène
	Bu Attifel.....	Clastiques de base

iii) Réserves initiales
entre 50 et 100 millions
de tonnes

-	La'ra.....	Paléocène
	Waha	Crétacé et Eocène
	Defa	Paléocène
	Augilla.....	Cambro-Ordov. et Crétacé
	Bel Hedan.....	Cambro-Ordov. et Crétacé.

iv) Réserves initiales entre
10 et 50 millions de tonnes

- Bahi.....	
Beda	Paléocène
Ora	Crétacé et Paléocène
Jebel	Cambro-Ordov. et Crétacé
Kotla	Crétacé
Dor Marada..	Crétacé
Hofra.....	Paléocène
Rakb.....	Cambro-Ordovicien
Sahabi.....	Paléocène.

v) Réserves initiales
au-dessous de 10 millions
de tonnes

..... 17 autres champs

Les gisements de gaz découverts dans le bassin de Sirte dans la zone Hafeiba-Méghil et les deux autres dans les blocs 104 et 88 (offshore) sont probablement de taille moyenne avec des réserves de 10 à 50 milliards de m³ chacun.

Perspectives du Sahara libyen

Il est presque impossible d'évaluer, même d'une manière très approximative, les ressources potentielles d'hydrocarbures du territoire libyen, compte tenu de l'insuffisance des informations géologiques disponibles.

Néanmoins, on peut se rendre compte qu'il y a encore de bonnes perspectives pour le découvert de nouvelles réserves de pétrole et de gaz, à condition d'un effort d'exploration plus soutenu.

Dans le bassin de Sirte, bien que l'exploration soit assez avancée sur la moitié environ de la surface, il y a encore des possibilités de découvrir des gisements nouveaux liés aux récifs paléocènes ainsi qu'aux séries de clastiques de base. On peut avancer ici la possibilité de découvrir encore 1 à 2 milliards de tonnes d'équivalent hydrocarbures récupérables.

L'offshore méditerranéen qui comprend une surface d'environ 90 000 km² dans les limites d'une profondeur de - 500 m, est pratiquement inexploré, les premiers puits forés donnant des résultats assez encourageants. On peut donc penser aussi y découvrir des réserves qui peuvent se situer entre 200 et 1 000 millions de tonnes d'équivalent hydrocarbures (pétrole et gaz) récupérables.

Dans le bassin de Ghadamès, la reprise des recherches pourrait valoriser les champs déjà connus et créer de nouvelles possibilités d'augmenter le volume des réserves.

Il en est de même pour le bassin de Cyrénaïque où de nouvelles découvertes ne sont pas exclues, à condition qu'on veuille se contenter de gisements petits ou moyens présentant des conditions géologiques plus difficiles (tectonique en petits blocs faillés, pièges lithostratigraphiques, etc.).

Enfin, même les régions du sud du pays n'ont pas dit leur dernier mot et la présence d'incursions marines favorables à l'existence d'hydrocarbures (surtout les argilo-schistes gothlandiens) dans les séries continentales pourrait réserver des surprises, à condition bien entendu qu'on procède au minimum de travaux d'exploration nécessaires pour préciser les perspectives.

LES BASSINS ÉGYPTIENS

La plate-forme nord-africaine comprend sur le territoire égyptien un certain nombre de bassins sédimentaires présentant des traits sédimentaires et tectoniques, communs qui constituent plus de trois quarts de la surface du pays, comme suit :

- Le Désert occidental (Western Desert) avec une surface d'environ 400 000 km² - y compris l'offshore - dont plus de 160 000 km² sont considérés comme présentant des perspectives de premier ordre;
- Le delta du Nil avec une surface de 36 000 km², y compris l'offshore;
- Le bassin du Nil qui s'étend sur 100 000 km² environ, du Caire jusqu'à Asswan;
- Le Sinaï du nord, dont la surface d'intérêt atteint 40 000 km², y compris l'offshore méditerranéen.

Une description détaillée de la géologie et des indications obtenues est donnée dans les documents E/CN.14/EP/57 et E/CN.14/EP/Inf 16 présentés à la Conférence.

Travaux exécutés et résultats obtenus

L'exploration a commencé en 1923, dans le Sinaï du nord, en 1939 dans le désert occidental et après 1966 dans les bassins du Nil.

L'effort total de forage d'exploration dans la période 1923-1971 représente 116 puits d'exploration d'une profondeur moyenne de 2 720 m et d'une profondeur totale de 315 000 m, répartis comme suit entre les différents bassins :

- | | | | | | |
|-------------------------------------|----------|---|--------|-------|-----------|
| - Désert occidental + bassin du Nil | 87 puits | x | 2720 m | | 236 300 m |
| - Delta du Nil | 20 puits | x | 3300 m | | 66 000 m |
| - Sinaï du nord | 9 puits | x | 1420 m | | 12 700 m |

Les réserves récupérables prouvées dans la même période sont de 24,5 millions m³ d'huile et 100 milliards m³ de gaz dans des gisements exclusivement gazéifères. Les 24,5 millions de m³ d'huile sont les réserves prouvées des champs El Alamein (10 millions de m³), Abu Gharadig et Yidma dans le Désert occidental et les réserves de gaz sont celles des champs Abu Madi et Abu Qir (offshore) dans le bassin du delta du Nil.

Le volume des réserves probables et possibles estimables pour les champs en cours d'évaluation ou en développement pourrait s'élever à environ 200 millions de m³ d'huile pour les gisements de pétrole Um Barka, Razzak, Camel Pass et l'extension de Abu Gharadig et Yidma, et environ 210 milliards de m³ de gaz pour les

gisements de gaz en évaluation du Delta (El Wastani et El Buseili) et les champs mixtes d'huile et gaz du Désert occidental comme Abu Gharadig, Um Baraka et autres.

Les horizons productifs de pétrole et de gaz identifiés appartiennent au Crétacé inférieur - Aptien (El Alamein, Yidma, Um Baraka, Razzak)

Crétacé supérieur - Cénomanién (Abu Gharadig)
Sénonien

Miocène - sables gazeifères du delta du Nil.

Perspectives

Rapporté à la surface d'intérêt, le volume de forage d'exploration effectué dans le désert occidental est assez réduit. Il y a encore de vastes surfaces qui nécessitent une prospection plus détaillée avec des techniques perfectionnées et où l'existence de conditions favorables aux accumulations commerciales d'hydrocarbures est vérifiée. L'optimisme des géologues de l'EGPC sur les prochaines découvertes est basé sur la présence de roches-mères argilacées ou carbonatées possibles en alternance avec des collecteurs gréseux ou calcaires de perméabilités acceptables sur toute la séquence stratigraphique du Carbonifère jusqu'à l'Eocène. Dans le Jurassique, le Crétacé supérieur et l'Eocène de la partie centrale sud et aussi dans le bassin du Nil on attend des développements de calcaires récifaux. Le nombre assez élevé de fractures conduit aussi à la fissuration des roches magasins, donc à des perméabilités plus élevées, presque partout dans la zone centrale et sud, pour les grès du Crétacé, comme pour les calcaires jurassiques ou éocènes.

Les caractéristiques géotectoniques de la région, de transition entre le shelf stable et le miogésynclinal nord, lui confèrent aussi la possibilité de contenir toutes les combinaisons de pièges tectoniques, stratigraphiques et lithologiques pour abriter les accumulations d'hydrocarbures. Evidemment, il y a aussi le revers : trop de variations lithologiques en cours, et la tectonisation de détail très accentuée dans une région presque tabulaire, peuvent avoir comme effet une fragmentation des accumulations dans de nombreux petits ou moyens gisements dont l'exploration sera plus coûteuse.

Dans le delta du Nil, les meilleures perspectives se présentent toujours dans la région du nord, plus affaissée, où les sables de la section Miocène-Pliocène contiennent des hydrocarbures dans des pièges reliés aux failles de croissance (syndérientaires). On reconnaît aussi des possibilités pétrolières aux structures du pré-Miocène (Eocène, Crétacé, Jurassique) dans la partie sud du delta.

On peut considérer le sillon sédimentaire du Sinaï du nord comme pratiquement inexploré. Il paraît que des perspectives moyennes existent surtout sur la côte nord et l'offshore, liés aux dépôts du Crétacé et du Jurassique.

LE BASSIN DU GOLFE DE SUEZ ET DE LA MER ROUGE

Le bassin Suez-mer Rouge est un graben formé à la fin de l'Oligocène, en même temps que le système majeur des fractures du Rift de l'Afrique de l'Est auquel il est inséparablement lié.

Le domaine présente une zone active de subsidence depuis le Paléozoïque, les sédiments du Carbonifère et du Jurassique étant déposés dans le facies continental des grès de Nubie. Le Crétacé a marqué une ingression de la mer et l'alternance de dépôts d'arenacés et d'argilites et de carbonatés d'origine marine a continué jusqu'à la fin du Paléocène et de l'Eocène. Après le soulèvement général pendant l'Oligocène et le paroxysme tectonique, le Miocène inférieur débute avec des dépôts clastiques ou des calcaires récifaux - excellents réservoirs - suivis de l'horizon inférieur des marnes à Globigérines (Lower Globigerina Marls) qui est considéré comme la principale roche génératrice d'hydrocarbures. Le Miocène supérieur est représenté surtout par une sédimentation lagunaire où les évaporites sont dominants. On y trouve parfois aussi des intercalations de collecteurs en lentilles qui ont été aussi prouvés comme étant de réservoirs productifs.

La surface d'intérêt pétrolier du bassin du golfe de Suez, marine et côtière, est de 20 000 km² dont plus des deux tiers a été intensivement exploré et constitue la région pétrolière la plus importante de l'Egypte du point de vue de la production et des réserves.

Durant la période 1898 -1971, on y a foré plus de 209 puits d'exploration d'une profondeur moyenne de 1 560 m et au total de 326 000 m, ce qui revient à une densité moyenne de 104 puits ou 163 000 m forés pour chaque 10 000 km² du bassin sédimentaire.

Les réserves récupérables prouvées sont estimées à 360 millions de m³ d'huile, ce qui revient à une moyenne de 18 000 t/km².

La majorité des réserves a été trouvée dans les sables miocènes des champs pétroliers El Morgan et Belayim. Les autres champs productifs présentant des réserves initiales importantes sont Ras Bakr, Sudr, Asl, Abu Rudeis, Umm El Yusr, Shukheir et Kareem.

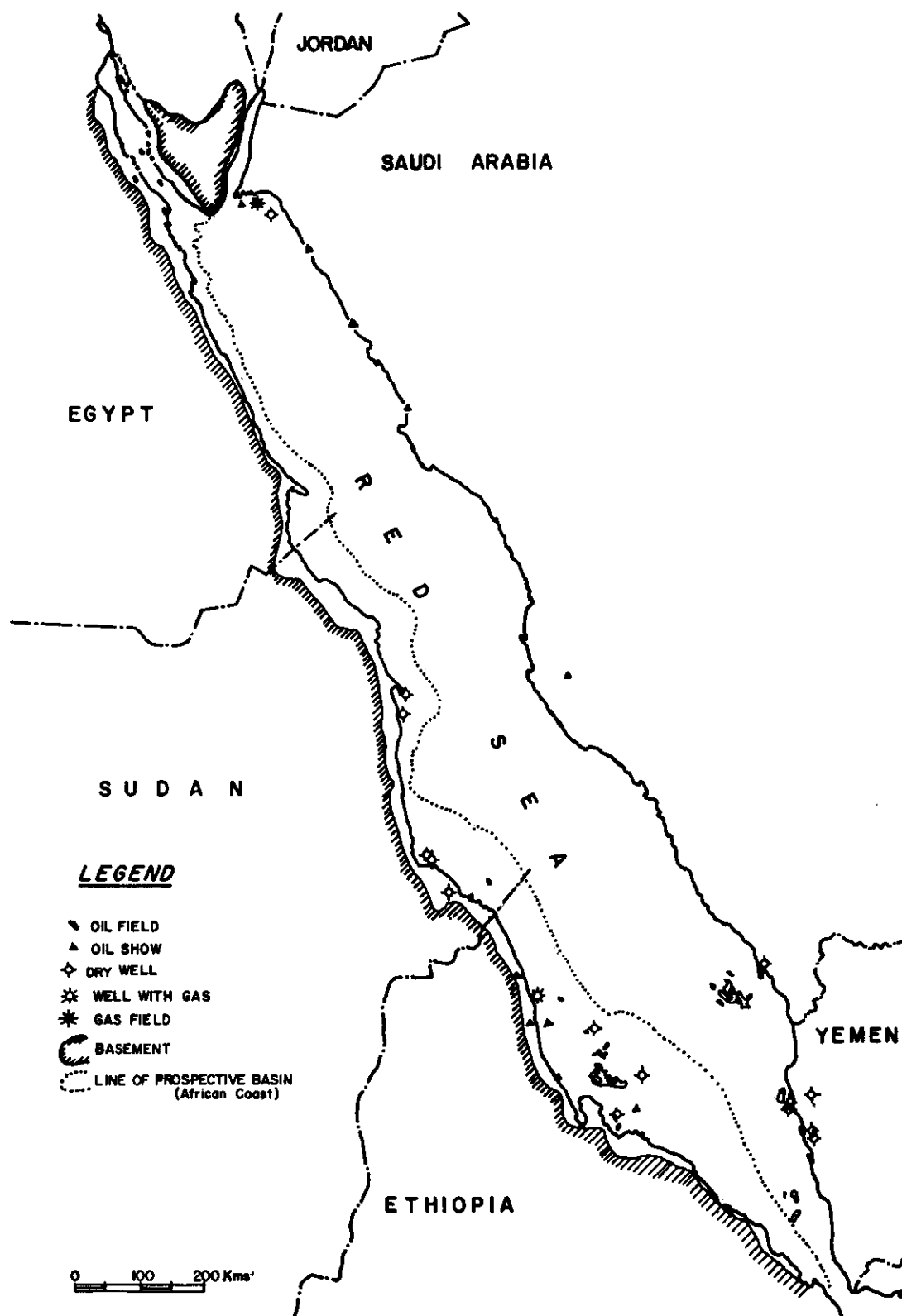
Quoique l'extraction du pétrole commencée depuis 1910 ait atteint plus de 40 p. 100 des réserves prouvées, ce qui fait que la région se trouve dans un état avancé de production, il y a encore des perspectives de découverte de nouveaux gisements offshore, sur les surfaces qui n'ont pas bénéficié d'une prospection sismique perfectionnée. Les réserves probables et possibles des gisements en cours d'évaluation ou de zones favorables non encore explorées peuvent être estimées à 150-200 millions de m³.

Le bassin de la mer Rouge s'étend au sud de Hurghada, sur les territoires et les eaux territoriales d'Egypte, du Soudan et d'Ethiopie sur le continent africain, et de l'Arabie Saoudite et du Yemen sur le bord asiatique.

Les surfaces d'intérêt pour l'exploration pétrolière représentent :

GULF OF SUEZ AND RED SEA BASIN

Fig. 4.



Egypte 25 000 km² (y compris l'offshore aux limites de - 200 m)
Soudan 43 000 km² (y compris l'offshore aux limites de - 500 m)
Ethiopie .. 75 000 km² (y compris l'offshore aux limites de - 500 m)

Du point de vue de l'origine et de la succession sédimentaire, le bassin de la mer Rouge est la continuation de celui du golfe de Suez, dont on peut attendre les mêmes roches réservoirs et génératrices de pétroles, de même que des conditions structurales similaires.

Les objectifs de la recherche doivent être les séries des roches réservoirs au-dessous des évaporites, dans les blocs tectoniques qui occupent des positions plus élevées.

Sur le territoire égyptien on a exécuté seulement des prospections géologiques côtières et un volume limité de sismique marine dans la région de Ras Banas.

Au Soudan on a foré 6 puits d'exploration, en mer ou sur les côtes, totalisant 15 420 m, sans résultat commercial. Néanmoins, on a vérifié la présence de dépôts du Paléocène et du Crétacé sous la couverture d'évaporites et on a identifié des venues non commerciales de gaz (99 p. 100 de méthane) dans deux puits (le puits Marafita 830-836 m et le puits Durwara 2 à 3 845 m).

En Ethiopie on a commencé l'exploration dans les îles de l'archipel de Dahlac depuis 1921, attiré par quelques apparitions de pétrole à la surface, probablement le long des lignes de fractures.

L'effort total déployé représente : 10 puits d'exploration de petite profondeur, totalisant 4 284 m forés avant la deuxième guerre mondiale et 8 puits d'exploration profonde totalisant 23 461 forés, dont 3 forés avant la dernière guerre sur les îles, qui ont donné tous les trois des indices de pétrole et 5 forés en mer après 1963 dont un, Red Sea G, a connu une éruption de gaz qui a finalement avarié le puits.

Il ne faut pas manquer de signaler que sur la côte orientale de la mer Rouge, on connaît aussi des indications de pétrole dans des puits forés comme à la surface et à l'extrémité nord, on a découvert un gissement de gaz et de condensé à Barkan, en Arabie saoudite.

Toutes les indications mentionnées offrent un stimulant assez raisonnable pour continuer l'exploration du bassin de la mer Rouge dans les trois pays riverains, à condition que des techniques améliorées de prospection géophysique soient utilisées pour emplacer les puits d'exploration.

BASSINS SEDIMENTAIRES COTIERS OUEST-AFRICAINS

Le rivage occidental du bouclier africain, entre les deux domaines plissés de ses extrémités, l'Atlas et les chaînes du Cap, est jalonné par une série de bassins sédimentaires ouverts vers l'Océan et remplis par des terrains mésozoïques et cénozoïques.

A l'exception du bassin nigérian qui s'étend aussi vers l'intérieur du continent pour se rattacher à la zone sédimentaire des régions sahariennes, les bassins côtiers ouest-africains représentent des franges étroites ou des "embayments" correspondant dans tous les cas aux concavités des contours du socle.

Tous ces bassins qui semblent disposés sur la bordure d'un bassin majeur qui se trouve au-dessous de l'Océan atlantique, ont les traits caractéristiques suivants :

- Un soubassement précambrien, parfois recouvert de dépôts paléozoïques;
- Un remplissage sédimentaire essentiellement du Crétacé et du Cénozoïque, avec la présence de dépôts jurassiques et même triasiques dans la partie du nord (bassin du Tarfaya et du Sénégal);
- L'existence de puissants dépôts de sel à la base de la série sédimentaire, d'âge aptien dans les bassins côtiers du Gabon et d'Angola et d'âge possible jurassique ou triasique dans les bassins du Tarfaya et du Sénégal;
- L'absence de déformations dues aux mouvements tangentiels ou des chaînons plissés de style classique;
- L'évidence d'un mécanisme de déformation appartenant soit à la tectonique du socle, soit à la tectonique du sel auxquels on ajoute la tectonique des "bourrages" ainsi que la tectonique de gravité le long des failles synsédimentaires.

Dans les limites mentionnées plus haut, on peut grouper d'une façon un peu conventionnelle, les bassins côtiers ouest-africains en trois grands groupes :

A) Le groupe du nord-ouest soit

- le bassin Tarfaya-Rio d'Oro
- le bassin de Mauritanie et du Sénégal
- le bassin de la Côte d'Ivoire

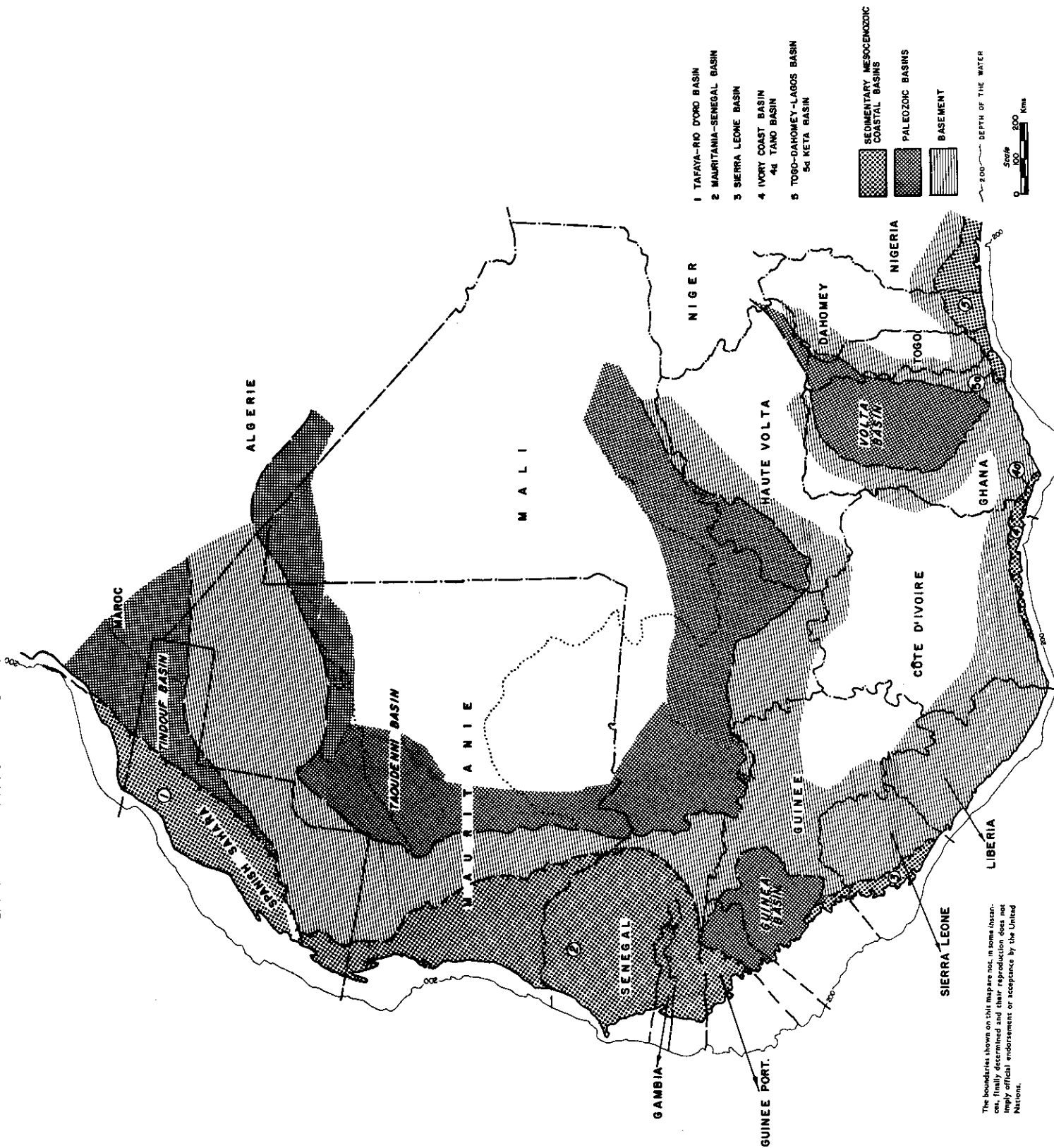
B) Le groupe du Bénin qui comprend

- le bassin Togo-Dahomey
- le bassin nigérian
- le bassin des Camerouns

C) Le groupe du sud-ouest soit

- le bassin du Gabon
- le bassin du Congo
- le bassin de Cuanza
- le bassin de Mossamedes
- le bassin (?) de l'Afrique du sud-ouest.

SEDIMENTARY BASINS OF THE WEST AFRICAN COAST



Evidemment, on peut facilement rattacher le bassin de la Côte d'Ivoire et du Ghana au groupe du golfe du Bénin, ainsi que le bassin des Camerouns, les désignant ensemble sous le nom de bassin du golfe de Guinée.

Les hydrocarbures découverts sous forme d'indices, de venues non commerciales ou de gisements exploitables de pétrole, de gaz naturel ou d'asphalte ont été trouvés en majorité dans les couches du Tertiaire et du Crétacé supérieur et occasionnellement dans le Jurassique (Tarfaya) ou dans le Paléozoïque (Ghana).

Bassin de Tarfaya - Rio d'Oro

Il s'étend sur plus de 1 000 km au long de la côte de l'Océan sur le territoire du Maroc et du Sahara espagnol, pour une surface totale d'environ 180 000 km² dont :

<u>à terre</u> :	Maroc	10 000 km ²
	Sahara espagnol ...	92 000 km ²
<u>en mer</u> :	Maroc	22 000 km ²
(limite isobathe 200 m)	Sahara espagnol....	50 000 km ²

Les travaux d'exploration par forages ont commencé en 1960 et jusqu'à la fin de 1971, quand ils ont été interrompus pour une reconsidération des résultats, ont compris :

Au Maroc :	3 puits stratigraphiques, onshore	10 866 m
	8 puits d'exploration, offshore	25 750 m

Au Sahara espagnol :	30 forages structurales (core drill),	
	onshore	32 000 m
	15 puits d'exploration, onshore.....	49 300 m
	4 puits d'exploration offshore.....	10 892 m

Total : 30 forages de petite profondeur 32 000 m
et 30 puits profonds totalisant avec une profondeur moyenne de 3 200 m/puits.

Les travaux de prospection géologique et géophysique ainsi que les forages ont montré une succession stratigraphique du Quaternaire jusqu'au Trias, d'une épaisseur considérable, dont le Miocène, le Paléogène, le Crétacé supérieur et le Jurassique sont des formations prédominantes marines. En surface, la structure du bassin est en apparence calme, les couches plongeant doucement vers l'ouest sur une allure générale monoclinale, avec quelques faibles ondulations.

En profondeur, on a mis en évidence une série de failles normales, orientées NNE-SSO, qui déterminent l'affaissement en échelon, conséquence de la subsidence active qui a eu lieu dans le bassin durant le Mésozoïque. Plusieurs discordances à la base du Miocène, du Paléocène et surtout celle du Crétacé inférieur sur les terrains jurassiques et triasiques coupés en biseau, ont été aussi rapportées.

Au large de la côte de Tarfaya (Maroc), dans les forages MO 2 et MO 8, on a constaté dans les calcaires du Dogger des venues de pétrole lourd et de pétrole avec de l'eau salée tandis que dans des puits forés au Sahara espagnol on a trouvé seulement des indices de pétrole et d'asphalte dans les couches du Crétacé supérieur.

Il paraît maintenant que les perspectives sont limitées aux parties les plus profondes du bassin, surtout aux domaines offshore, liés aux formations qui limitent les surfaces de discordance.

Le bassin de Mauritanie et du Sénégal

Connu aussi sous le nom de "Bassin sénégalais" ou de "Bassin de Dakar", ce bassin sédimentaire, long de plus de 1 400 km et dont la largeur dépasse 500 km sur la transversale de Dakar, s'étend sur une surface totale de 310 000 km² à terre et plus de 130 000 km² en mer (limite de l'isobathe de 200 m)

Le bassin s'étend sur les territoires de la Mauritanie, du Sénégal, de la Gambie et de la Guinée (Bissao) comme suit :

Sahara espagnol ... à terre .	7 000 km ²	en mer	10 000 km ²
Mauritanie.....	120 000 km ²	"	40 000 km ²
Sénégal	160 000 km ²	"	30 000 km ²
Gambie	9 300 km ²	"	10 000 km ²
Guinée (Bissao)	14 000 km ²	"	35 000 km ²

Plus de la moitié de la partie continentale (orientale) comporte une série stratigraphique réduite constituée par un Crétacé supérieur, sous-continental, gréseux et un Eocène épicontinental déposé dans les conditions d'une plate-forme stable, dont les perspectives pétrolières sont très faibles ou inexistantes.

A mi-chemin entre Dakar et Thiès, commence une zone de flexure ("hinge-line") vers un domaine occidental plus subsident, affecté d'accidents profonds orientés nord-sud et des ondulations plus ou moins prononcées. Au voisinage de Dakar, le fond du bassin doit se trouver à - 6 000 m, la série marine depuis le Jurassique supérieur jusqu'à l'Eocène supérieur-Oligocène, étant presque complète.

Le Miocène, représenté par des calcaires détritiques et des marnes et argiles, est connu dans la partie sud- de la Casamance, où l'épaisseur totale du Tertiaire ne dépasse pas 600 m. Les prospections géophysiques sur la plate-forme continentale de la Casamance ont mis en évidence et les forages ont vérifié l'existence au-dessous du fond de l'Océan, de 11 dômes de sel diapirique, dont l'âge n'est pas précisé (J. Aimé a suggéré qu'il allait du Permien au Jurassique supérieur). Les dômes diapiriques ont des diamètres de 4,5 à 8 km, le sel pénétrant complètement la couverture crétacée et parfois même celle du Tertiaire.

Le volume des travaux de forage pour la recherche pétrolière dans le bassin du Sénégal n'est pas négligeable, surtout en territoire sénégalais. Le tableau suivant se passe de commentaires

Pays	Onshore	Offshore
Mauritanie	-	3 puits d'exploration... 14 570 m
Sénégal	30 core drills 18 960 m 40 puits d'exploration 83 520 m 3 puits dev. 3 520 m	24 core drills 7 567 m 23 puits d'exploration... 52 200 m
Gambie	2 puits d'exploration 5 820 m	-
Guinée Bissao	4 puits d'exploration 8 100 m	5 puits d'exploration .. 12 600 m
Total	79 puits 119920 m dont 46 puits profonds d'exploration 97 440 m	56 puits 86 937 m dont 32 puits profonds d'exploration 79 370 m

On voit donc que le nombre total des puits d'exploration exécutés dans les limites du bassin est de 78 pour un métrage total de 176 810, la profondeur moyenne étant de 2 280 m.

Pour le seul territoire sénégalais, l'effort financier représente plus de 100 millions de dollars des Etats-Unis dépensés sur une période de 20 ans, sans aucun résultat commercial important.

Sur terre, dans la région de Rufisque (Sénégal), en dehors des nombreux indices de pétrole ou de gaz, on a découvert à Diam Niadé un petit gisement d'huile dans les sables lenticulaires du Crétacé supérieur, à 1 000 m, qui a été exploité par un seul puits et épuisé après une production totale de 5 000 tonnes en 1962. Au même endroit, un gisement de gaz a été prouvé d'une valeur sous-commerciale (réserves de moins de 50 millions de m³).

En mer, au large de la Casamance, dans la région aux dômes de sel, on a mis en évidence un gisement d'huile à faible profondeur (200-400 m) qui concerne l'ensemble des formations tertiaires du Paléocène à l'Oligocène. Les réserves probables sont évaluées à 100 millions de tonnes (récupérables?), mais le gisement a été considéré comme sous-commercial en 1970 à cause de la qualité du pétrole, très lourd (densité proche de 1) et visqueux, qui demande des techniques de récupération très coûteuses. Peut-être dans la conjoncture actuelle, le trouvera-t-on rentable. Un pétrole de bonne qualité au débit de 2 m³/heure seulement à une profondeur de 695 mètres, ainsi que d'autres indices qui peuvent suggérer des perspectives favorables, ont été obtenues dans d'autres puits forés dans la région de la Casamance maritime.

Dans l'ensemble on peut considérer que l'exploration de ce grand bassin sédimentaire est encore dans la phase préliminaire sur les territoires de la

Mauritanie, de la Gambie et de la Guinée (Bissao) et plus avancée mais avec des résultats médiocres sur le territoire sénégalais.

En dépit de ces résultats, il paraît que les perspectives sont encourageantes. Une interprétation très soignée de l'ensemble des données obtenues, de nouvelles techniques de prospection et d'exploitation et l'extension des travaux aussi dans les régions où l'eau est plus profonde vont probablement conduire à des découvertes qui justifieront les efforts.

On peut penser à des réserves potentielles de 200 à 500 millions de tonnes pour la zone actuelle de recherche et si les données sismiques de l'offshore dans l'extension vers l'ouest se confirment, on pourrait même découvrir des gisements de très grand calibre.

La Côte de la Sierra Leone et du Libéria

Pratiquement, le long de la côte atlantique de la Sierra Leone et du Libéria il n'y a que le socle cristallin qui affleure, sauf une petite bande de sédimentaire dont la puissance ne dépasse pas 400 mètres et qui est présenté à l'extrémité ouest de la côte de Sierra Leone.

L'existence présumée des multiples accidents longitudinaux, à grand rejet, a conduit à l'exécution dans l'offshore de prospections géophysiques (aéromagnétométrie et sismique marine).

L'offshore de Sierra Leone, l'épaisseur du bassin sédimentaire est d'environ 1 200 m dans les limites de 300 m de profondeur, s'accroissant plus loin vers le sud-ouest. Des concessions ont été accordées sur une surface de 25 000 km² mais aucun forage n'a été signalé.

L'offshore du Libéria (environ 20 000 km²) après les prospections géophysiques, a fait durant les années 1970 - 1971 l'objet de travaux de forage d'exploration, avec 4 puits d'une profondeur de 1 650 à 3 200 m, totalisant 10 980 m. Un de ces forages a pénétré dans les grès du Paléozoïque, deux sont restés dans des coulées volcaniques jurassiques et la plus profonde a montré une épaisse section de Crétacé (plus de 3 000 m). L'intérêt pétrolier, à en juger d'après le retrait des compagnies qui ont financé les travaux semble limité.

Le bassin de la Côte d'Ivoire

Ce bassin sédimentaire est représenté par une étroite frange côtière large d'un maximum 35 km, qui s'étend sur une surface de l'ordre de 8 000 km², dont 7 000 km² sur le territoire ivoirien et 1 000 km² se prolongeant sur l'extrémité-ouest de la côte ghanéenne (Tano area).

Les travaux géophysiques ont montré que le bassin est traversé d'ouest en est par une faille d'un rejet de plusieurs milliers de mètres séparant deux zones bien distinctes : a) nord, une zone où la couverture sédimentaire atteint rarement 300 m d'épaisseur, c'est la partie plate du bassin, recouverte de Miocène continental qui masque le biseau du Crétacé; b) au sud, un bassin profond constitué par une succession de dépôts du Jurassique supérieur au Quaternaire, surtout du Crétacé subsident, dont la puissance dépasse 4 000 m.

Le bassin profond qui se prolonge en mer, se présente comme un monoclinal de pendage sud, butant contre l'accident majeur. La structure de détail est l'effet de la combinaison des failles plus ou moins satellites de l'accident majeur, liées au socle, avec les failles dues au tassement des sédiments et celles dues à des glissements tangentiels sous l'effet de la gravité. La partie est du bassin semble avoir une prédisposition à une tectonique plus cassante à cause de l'abondance des intrusions éruptives dans le socle.

On connaît depuis longtemps les affleurements de sables bitumineux maestri-
ochtiens d'Eboinda et les calcaires asphaltiques paléocènes d'Ebooco, dans la zone des lagunes qui chevauchent l'accident majeur. On ne dispose pas d'une évaluation de leurs réserves, mais on sait qu'ils ont été exploités en 1942 pour le revêtement des routes et on en a tiré du pétrole lampant après un cracking sommaire sur place.

L'activité de forage pour les recherches pétrolières a commencé dès 1904, avec 7 sondages de faible profondeur près d'Eboinda. En 1953-1954 on a exécuté une série de 6 core-drills totalisant 618 m.

Les forages d'exploration systématiques ont commencé en 1957 avec 7 puits d'informations géologiques totalisant 5 880 m suivis de 3 puits d'exploration profonds qui totalisent 10 647 m forés, tous à terre (onshore).

Ces puits ont trouvé des indices de pétrole dans le Cénomanién, de bons réservoirs dans l'Albien avec des apparitions importantes d'huile asphaltisée et quelques faibles venues de gaz.

En 1972, on a commencé le forage "offshore", les deux premiers sondages totalisant 6 753 m, restant sans résultat. On admet qu'il y a des perspectives encore raisonnables, non seulement dans le domaine de 22 740 km² concessionné, mais aussi au-delà de l'isobathe de 200 - 200 m.

LES BASSINS COTIERS DU GHANA

Sur la côte ghanéenne, les deux extrémités du territoire renferment deux petits bassins sédimentaires, Tano (1 170 km²) à l'ouest et Keta (2 200 km²) à l'est, qui représentent les prolongements des bassins limitrophes, ivoirien et togolais. En mer, ces petits bassins se réunissent dans le bassin majeur situé au-dessous de l'Océan, dont la surface d'intérêt pétrolier limitée par l'isobathe 200 mètres atteint pour le Ghana environ 30 000 km².

Les bassins de Tano et Keta ont plus ou moins une structure géologique similaire, des dépôts marins et non marins du Crétacé et Tertiaire dans une succession stratigraphique et avec des conditions tectoniques qui favorisent l'existence des accumulations d'hydrocarbures. De plus, de nombreux indices superficiels de pétrole ou d'asphalte paraissent dans le bassin de Tano.

L'exploration dans le bassin de Tano a commencé en 1896; dans une première étape on a foré 13 sondages de petite ou moyenne profondeur et durant la période 1956-1960, trois puits d'exploration profonde totalisant 9 180 m.

Des indications d'huile et de gaz sans valeur commerciale ont été enregistrées surtout dans les niveaux peu profonds (de 0 à 1 000 m) du Paléocène et du Crétacé. Après une série de conglomérats cénomaniens, on a identifié une série assez épaisse de "black-shales" (Albien?) qui a été appréciée comme une excellente roche-mère.

Plus tard, en 1966/67, on a exploré par deux puits situés sur un profil transversal NS, le Bassin de Keta. Les deux puits, Atiavi (+ 1550 m) et Anloga (2 070 m) ont montré l'affaissement du socle vers l'offshore, quelques indices promettent dans le Crétacé et la présence de roches sédimentaires du Dévonien au-dessus du socle, favorisant l'exploration de la zone offshore.

L'exploration de l'offshore, commencée en 1970, a débuté par un résultat exceptionnel, le premier sondage foré à 2 774 m a découvert deux horizons productifs, le premier dans le Dévonien, à 2 590 m produisant à raison de 2 300 barils par jour et le second à 2 340 m, dans le Crétacé, produisant à raison de 1 300 barils par jour.

Les 13 autres puits d'exploration, totalisant 42 214 m forés, n'ont pas donné les résultats du premier puit et ont été abandonnés comme secs. Une seule exception, le forage offshore Tana 1 qui a obtenu un flux de pétrole sous-commercial.

On ne possède pas de renseignements pour juger à fond les résultats et les perspectives qui en découlent. Il est certain que seule l'existence des nombreux blocs faillés en combinaison avec les discordances et les variations latérales de facies des roches magasins peuvent créer des conditions si complexes. Il paraît donc qu'au lieu de la recherche de gisements géants, on pourrait y continuer prochainement une exploration plus précise, plus soutenue et peut-être plus coûteuse, parallèlement à la mise en exploitation expérimentale du puits 10-1.

Les réserves actuelles d'environ 1 million de tonnes d'huile sont de la catégorie "probables" et "possibles".

LE BASSIN COTIER DU NIGERIA

Le bassin nigérian est le plus étendu de tous les bassins côtiers de l'Afrique occidentale à cause de son prolongement à l'intérieur du continent où il se rattache à l'immense zone saharienne.

Pour l'objet du présent document, nous avons préféré adopter la division en sous-bassins composants qui, malgré leur interconnection, ont des traits structuraux différents : le bassin du delta du Niger, le bassin du Niger moyen, le fossé de la Bénoué et le bassin de Bornu (Tchad).

Les surfaces d'intérêt pour l'exploration pétrolière se répartissent comme suit :

a) <u>Bassin du Delta</u>	60 000 km ² onshore
	30 000 km ² offshore (limite 100 fathoms)
	12 000 km ² offshore (au-delà de 100 fathoms)

- b) Bassin du Niger moyen 20 000 km²
- c) Fossé de la Bénoué 40 000 km² comme surface d'intérêt prioritaire
- d) Bassin de Bornu (Tchad) 70 000 km².

Sur le bassin du Niger moyen on ne connaît pas grand chose tandis que pour le fossé de la Bénoué on a estimé la profondeur du socle à environ 5 000 m, et dans le bassin de Bornu (Tchad) l'épaisseur du sédimentaire est estimée à 3 000 m.

On n'a exécuté de travaux de forage d'exploration pétrolière que dans le bassin du Delta où l'objectif principal a été constitué par les dépôts tertiaires.

L'objectif des recherches qui seront entreprises probablement dans l'avenir dans les autres bassins sera seulement les dépôts du Crétacé.

Dans le bassin du Delta, les travaux d'exploration pétrolière ont commencé en 1951 et jusqu'à la fin de 1971 on a foré un nombre de 506 puits d'exploration avec une profondeur moyenne de 3 380 m pour un total de 1 712 143 mètres forés.

A des profondeurs variant de 1 500 m à 3 600 m, à terre ou en mer (offshore), on a découvert dans les réservoirs de la formation d'Agbada (Oligocène-Miocène) plus d'une centaine de gisements de pétrole d'une valeur commerciale, dont les réserves originales prouvées récupérables, sont estimées à : 1 660 millions de tonnes environ (1er janvier 1972).

A la date de référence mentionnée, on avait déjà produit un total de 230 millions de tonnes de cette réserve, mais on disposait encore de réserves probables qui, d'après nous, aurait représenté à cette date de 400 à 600 millions de tonnes.

Une évaluation informative des réserves de gaz découverts, faite par nous en octobre 1971, a été confirmée par Oil and Gas Journal (décembre 1971): environ 40 trillions de pieds cubiques de réserves prouvées et probables ou 1 120 milliards de m³, dont un minimum de 30 p. 100 représentent des gaz associés.

Les gisements de pétrole découverts dans le bassin du Delta du Niger se trouvent dans des anticlinaux, à pente douce et crête plate, de type "roll-over" (liés au flanc affaissé des failles de croissance) qui sont généralement de faible dimension, 6-10 km de long et 3 à 5 km de large, orientés à peu près parallèlement aux anciens rivages du delta.

On a découvert également des hydrocarbures dans les sables inférieurs de la formation Bénin et dans quelques lentilles sableuses de la formation Akata (Eocène) mais on ne dispose pas d'information sur leur valeur commerciale.

Quelques puits d'exploration ont été forés depuis 1967 dans la bordure nord du bassin du Delta, là où affleurent les dépôts du Crétacé. On a même rapporté des découvertes d'accumulations d'hydrocarbures de valeur commerciale dans les réservoirs du Crétacé supérieur, à Ihandiagu, Anambra River et tout récemment à Igbariami, mais il paraît qu'elles ne sont pas du même calibre que celles de la formation d'Agbada.

En tous cas, le Nigéria a encore de bonnes perspectives de découvrir des nouveaux gisements de pétrole dans le bassin du Delta, peut-être moins prolifiques, mais nombreux et qui vont maintenir favorablement la balance des réserves par rapport à la production accrue actuellement plus de 100 millions de tonnes par an) pour la prochaine décennie.

BASSIN DU TOGO DAHOMEY LAGOS

Le bassin côtier du Togo-Dahomey avec son prolongement au Nigéria occidental (Lagos) n'est autre que l'aile ouest du vaste bassin nigérian tout comme le bassin de Douala en forme l'aile est. La partie la plus étroite du bassin, qui forme une sorte de seuil qui le sépare du grand bassin du delta du Niger, se trouve à l'est de Lagos.

La surface à terre du bassin qui représente

3 120 km² au Togo

14 000 km² au Dahomey

10 000 km² au Nigéria occidental (région de Lagos) est d'un intérêt relativement faible pour la prospection pétrolière surtout sa moitié nord connue par les forages de recherche d'eau, où le socle ancien se trouve à des profondeurs de moins de 600 m. Pourtant la région des lagunes, et en général une bande de 15 à 30 km au nord de Cotonou où la couverture sédimentaire a plus de 1 600 m, peuvent renfermer des gisements d'huile dont les indices ne manquent pas très près de Lagos sous forme d'abondants affleurements de sables imprégnés d'huile asphaltisée.

Le véritable intérêt se trouve dans l'offshore ou la série stratigraphique qui comprend le Continental terminal (Pliocène-Pléistocène), l'Eocène moyen et inférieur et le Crétacé supérieur s'affaisse sur une pente relativement douce en recevant à la base les dépôts du Crétacé moyen (Albien) et peut-être du Crétacé inférieur, tandis qu'à la partie supérieure, sous la couverture discordante du Pliocène, se développent vers le sud des dépôts du Miocène et peut-être de l'Oligocène.

Les zones favorables à la recherche pétrolière offshore représentent :

- | | | |
|----|----------------------------------|---|
| a) | Jusqu'à la limite de 100 fathoms | (1 200 km ² Togo |
| | (- 180 m) | (2 500 km ² Dahomey |
| | | (2 500 km ² Nigéria (block A) |
| b) | Au delà de 100 fathoms | (3 000 km ² Togo |
| | | (8 000 km ² Dahomey |
| | | (3 000 km ² Nigéria |

On a foré jusqu'à présent :

2 puits d'exploration total 5 250 m.... offshore du Togo

9 puits d'exploration total 22 106 m.... offshore du Dahomey

2 puits d'exploration total 4 197 m.... offshore de Lagos

On peut ajouter aussi les 14 puits de petite profondeur forés par une société allemande de 1908-1914 à l'est de Lagos.

Quoique les travaux n'aient pas abouti à la mise en valeur d'un gisement commercial de pétrole (on s'attendait à des gisements de la taille de ceux qui produisent dans le delta du Nigéria), leurs résultats, surtout ceux des puits forés au Dahomey, sont très intéressants.

D'abord, on a identifié toute une série de roches qui pourraient être génératrices de pétrole en tant que des roches magasins. Il n'y a pas de doute sur l'existence de failles et même de faibles-ondulations, pour l'empêchement des accumulations éventuelles.

A une profondeur moyenne de 1920 m, un horizon de sables Turoniens a été prouvé comme pétrolier dans quatre puits qui ont débité entre 240 et 1 440 barils/jour/puits.

D'autres horizons sableux avec des indications plus faibles d'huile, mais généralement corrélables entre les différents puits, ont été trouvés à une profondeur de 2 220 m et 2 400 m.

Enfin, des sables gazéifères (avec des condensés ?) ont été signalés au-dessous de 2 500 m.

Faute d'autres informations, nous ne pouvons pas pousser l'analyse des perspectives plus loin, mais ce sont des résultats qui indiquent des réserves possibles assez importantes et vérifient l'espoir de voir le Dahomey gagner prochainement sa place parmi les pays producteurs de l'Afrique de l'ouest.

LE BASSIN DE DOUALA

Le bassin côtier du Cameroun, connu aussi sous le nom de bassin de Douala, constitue l'aile du sud-est du bassin majeur secondaire et tertiaire de Bénin.

Le bassin du Cameroun est divisé par l'alignement volcanisé Sao-Thomé-Fernando Po-Mont Cameroun-Adamoua (l'arc Adamoua-Cameroun à terre) en deux parties assez distinctes, la région de Rio del Rey, qui se rattache au flanc de Calabar du bassin du Delta nigérian, et la région de Douala proprement dite.

Le bassin du Cameroun, dont la superficie dépasse 26 000 km², est peu profond dans sa partie nord (0-2 000 m) et s'affaisse vers le sud-ouest, atteignant 4 000 à 5 000 m dans la zone de Douala.

La succession des roches sédimentaires commence par une série de grès de base (Cénomaniens ?) recouverte par une série prédominante argilacée du Turonien (?) Sénonien, du Tertiaire où on a reconnu la présence, du Paléocène, Eocène, Miocène et Pliocène, et le Quaternaire. Les géologues du pétrole ont adopté la terminologie nigériane et on a divisé le Tertiaire en trois zones lithostratigraphiques : les formations d'Akata à la base, les formations d'Agbada et les formations du Bénin.

Tout l'ensemble du sédimentaire repose sur le socle métamorphique qui s'enfonce en direction de la mer avec des discontinuités de pentes.

Le volume des forages profonds d'exploration exécutés durant la période 1949-1972 comprend :

	Offshore	Onshore
A) <u>Région-ouest</u>		
(Rio del Rey)	18 puits 37 893 m	
1) Cameroun		
2) Ile de Fernando Po (Guinée équatoriale)	5 puits 17 945 m	
B) <u>Région du Douala</u>	2 puits 8 632 m	24 puits 46 998
Total	25 puits 64 200 m	24 puits 46 998

ou 49 puits totalisant 111 198 m
avec une profondeur moyenne de 2 260 m

Les puits d'exploration les plus profonds atteignent 4 172 m à terre et 4 081 offshore.

La majorité des sondages d'exploration forés ont présenté des indices de gaz et d'huile ou même des venues commerciales.

Dans le bassin de l'est (région de Douala), on a découvert deux gisements de gaz de valeur sous-commerciale :

- Le gisement de gaz de Logbada avec des réserves prouvées de 350 millions de m³ dans les sables du Sénonien supérieur;
- Le gisement de Bomono, dans l'Eocène moyen, avec 50 millions de m³ de gaz comme réserves prouvées.

A Kwa-Kwa et Souellaba, dans le même bassin, on a rencontré dans les couches tertiaires éocène et miocène des venues de gaz et des indices d'huile prometteurs. Des indices favorables de gaz ont été obtenus aussi dans le puits marin Nyongo.

Dans le bassin de l'ouest, offshore de la région Rio del Rey, les indices d'huile dans la formation tertiaire d'Agbada sont plus nombreux tant dans les puits forés dans l'offshore camerounais que dans ceux de l'offshore de la Guinée équatoriale.

Deux puits ont débité du pétrole à une allure commerciale. Un horizon de gaz y a été aussi mis en évidence et le voisinage des gisements en exploitation de l'offshore nigérian nous fait penser qu'après la réévaluation des résultats, l'offshore de la région Rio del Rey sera mis en valeur sans retard.

Le bassin de Douala présente donc des perspectives intéressantes dans le bassin de l'ouest (offshore) et des perspectives moyennes dans le bassin de l'est, où les conditions géologiques semblent plus compliquées.

LES BASSINS COTIERS DU GABON, DU CONGO, DU ZAIRE ET DE L'ANGOLA

La bordure sédimentaire du socle cristallin africain, le long du rivage atlantique de Campo (Sud-Cameroun) au Cap Sainte-Marie (Sud de Benguela en Angola), se présente comme une frange continue d'une largeur variable dépendant de la proximité de la côte des éperons du socle. Ce sont justement les éperons du socle qui séparent ici les trois bassins majeurs côtiers, le bassin du Gabon, le bassin du Congo et le bassin de Cuanza. Au delà de la côte, sur la plate-forme continentale, tous ces bassins se réunissent. D'ailleurs, d'après V. Hourcq, ces trois bassins constituent un ensemble avec un certain nombre de caractéristiques sédimentaires, stratigraphiques et structurales communes, ce qui les a fait dénommer le "Groupe équatorial" des bassins côtiers de l'Afrique de l'Ouest.

Dans la section sédimentaire de ces trois bassins, on distingue partout trois divisions essentielles, de la base au sommet :

a) Le complexe litho-stratigraphique inférieur, continental lacustre, dont l'âge doit être considéré comme allant du Jurassique supérieur à l'Aptien inférieur ou moyen (limite incertaine). C'est à ce complexe qu'appartiennent la formation Goebeach (Gabon et Congo) et les séries du Cuvo-Calucala (Angola du Nord).

b) Le complexe moyen, évaporitique, appelé aussi la série salifère, dotée de l'Aptien supérieur qui marque le début de l'invasion marine sur le socle émergé.

c) Le complexe supérieur prédominant marine-littoral allant du Crétacé moyen (Albién) au Récent, dont la couverture post-Miocène terminale (Pliocène-Quaternaire) est représenté par des dépôts continentaux.

La puissance cumulée des différentes assises varie au Gabon de 9 000 m à 12 000 m.

Du point de vue structural, les formations sédimentaires des bassins présentent schématiquement une allure monoclinale à pendage dirigé vers l'océan, interrompue par l'existence de structures généralement étroites et allongées, de direction NW-SSE (grabens, horsts, artielinaux ou dômes de sel) liées au mouvement du socle, au diapirisme des assises salifères et parfois aux intrusions volcaniques.

De nombreux et importants indices, venues ou accumulations d'hydrocarbures sont présents dans les trois complexes du sédimentaire. A la surface, les indices sont soit sous forme active, des suintements de bitume semi-fluide ou des "oil seepages", ou sous forme fossile d'asphaltes. Les plus importants gisements d'asphalte connus et évalués sont ceux de Libongo-Caxites (Angola) ou les calcaires dolomitisés aptiens avec un contenu de 10-12 p. 100 asphalte représentant un volume de 500 millions de tonnes.

En profondeur, ce sont de nombreux gisements de pétrole et de gaz qui ont été découverts et mis en valeur par les travaux d'exploration.

Les bassins côtiers décrits s'étendent sur les terrains et la plate-forme continentale de plusieurs pays comme la Guinée équatoriale, le Gabon, la République populaire du Congo, le Zaïre et l'Angola. D'où l'apparition dans la littérature spécialisée des diverses dénominations locales pour les sous-bassins ou les différentes régions composantes.

Le tableau suivant résume en quelques lignes, pour chaque bassin et chaque pays, les surfaces du sédimentaire à terre et en mer (aux limites de l'isobathe 200 m la surface en "haute mer") et l'effort d'exploration déployé jusqu'à la fin de 1971 pour chaque région :

Bassin	Pays	Région ou sou-bassin	Surface (km ²)		Forage d'exploration	
			Onshore	Offshore	(puits)	(mètres)
GABON	Guinée équatoriale	Rio-Muni	1 500	5 000	2 puits -	6 569 m
	Gabon	Gabon	45 000	63 000 + 70 300))	210 puits - 400 000 m
	Gabon	Gabon-Sud	1 500	14 000)	
	R.P.Congo	P. Indienne	6 800	9 000	35 puits -	49 500 m
CONGO	Zaïre	Upper Zaïre river	4 700	+ 1 000	8 puits -	21 195 m
	Angola	Cabinda	5 000	9 200	142 puits	} 257 puits = 547 282 m
		Lower Zaïre river	9 000	10 400 + 6 000	17 puits	
CUANZA	Angola	Ambriz	-	6 600 + 3 000	1	
		Cuanza	22 000	10 240 + 8 000	97	
		Lobito (Benguela)	7 000	5 000 3 400	-	
MOGAMEDES	Angola	Mosamedes	2 200	5 000 + 3 000	-	

On voit que la surface présentant un intérêt pour la prospection pétrolière totalise approximativement :

103 000 km² à terre

138 000 km² offshore à la limite conventionnelle de - 200 m.

Plus de 100 000 km² constituent la surface de l'offshore en "haute mer", qui est le futur objectif de l'extension de la recherche.

Le volume total des forages d'exploration (onshore + offshore) exécutés, représente environ 1 025 000 m ou 512 puits forés avec une profondeur moyenne de 2 000 m, à la fin de 1971. Plus de la moitié de cet effort a porté sur l'Angola (y compris l'enclave de Gabinda).

Les résultats obtenus sont présentés en détail pour le Gabon, le Congo et l'Angola dans les documents E/CN.14/EP 60, 61 et 62.

A Rio Muni (Guinée équatoriale), les travaux sont encore dans la phase préliminaire, le deuxième puits d'exploration ayant été abandonné à 3 804 m dans les sédiments du Crétacé inférieur.

Au Zaïre, l'exploration du bassin côtier "à terre" durant la période 1965-1967 a abouti à la découverte du gisement d'huile de Lindu dans les réservoirs du pré-salifère à 1 900 m de profondeur; ce gisement a été considéré comme non-commercial faute d'une extension limitée. Les 5 autres puits forés "à terre" en 1971-1972 sont restés sans résultats importants.

En mer, on a découvert deux gisements d'huile d'une valeur commerciale dans les couches carbonatées du Crétacé supérieur (au-dessus du sel) il y a donc des réserves prouvées et probables, quelques dizaines de millions de tonnes peut-être, qui seront mis en valeur prochainement.

Au Gabon, les réserves initiales de pétrole découvertes jusqu'à la fin de 1971 représentaient 137 millions de tonnes (dont 33 millions déjà exploitées).

Les découvertes de 1972 et 1973 ont augmenté les réserves prouvées de plus de 60 millions de tonnes, surtout grâce au développement du gisement Grondin-maritime, et il y a des raisons d'admettre qu'un volume analogue de réserves probables a été mis en évidence par les forages récents qui ont donné des résultats positifs offshore.

Il paraît que le volume du gaz associé est compris dans l'estimation des réserves de gaz prouvées, d'environ 184 milliards de m³ (Oil and Gas Journal)

En République populaire du Congo, les réserves originales prouvées d'huile à la fin de 1971 représentaient 2,2 millions de tonnes pour le gisement de Pointe-Indienne et 100 millions de tonnes pour l'Emeraude maritime. A la fin de 1972, le volume a été augmenté de 17 millions de tonnes, les réserves récupérables du gisement de Loango.

Il faut mentionner que les réserves récupérables du gisement marin Emeraude sont calculées seulement pour un facteur de récupération de 6 p. 100 les réserves en place seraient donc de 1,5 milliard de tonnes) à cause de la viscosité excessive et les difficultés d'exploitation.

En Angola, le volume des réserves initiales récupérables prouvées au 31 décembre 1972 représentait 185 millions de tonnes d'huile dont 25,5 millions étaient déjà produits.

Les réserves de gaz découvertes s'élèveraient à 28 milliards de m³. Dans l'ensemble, il y a tout lieu de croire que le total des réserves récupérables d'huile découvertes dans les trois bassins représentent environ 500 millions de tonnes de réserves prouvées et plus de 100 millions de tonnes de réserves probables.

Les réserves possibles s'élèveraient entre 500 millions et 1 milliard de tonnes.

LA COTE ET L'OFFSHORE DE LA NAMIBIE

La côte de la Namibie (Sud-Ouest africain) présente un seul bassin sédimentaire assez mal connu, le bassin de Walis-Bay et Alexander Bay, long de 400 km. Il semble ne comporter qu'un mince placage de sédiments, surtout tertiaires et pléistocènes. Dans un seul endroit, près de Bogenfelds, on a reconnu un très petit affleurement de calcaire sableux du Crétacé marin (sénonien).

On admet que le plateau continental, qui est assez large, et le talus continental sont constitués par des dépôts du Crétacé marin qui paraissent atteindre plus de 4 000 m d'épaisseur.

Cela explique l'intérêt des compagnies pétrolières qui ont concessionné la zone d'offshore jusqu'à l'isobathe de 3 000 m (!) sur une surface totale en mer de 234 000 km² qui constitue en ce moment le domaine des prospections préliminaires géophysiques.

Il serait prématuré de parler des perspectives car en état actuel des connaissances, on ne pourrait que procéder à des estimations des ressources spéculatives.

LA COTE ATLANTIQUE DE L'AFRIQUE DU SUD

L'intérêt a été attiré sur le shelf de la Namibie par les prospections sismiques et gravimétriques effectuées sur le plateau continental atlantique de l'Afrique du Sud entre Capetown et les bouches du fleuve Orange.

On retient donc qu'une surface d'environ 125 000 km² a été concessionnée sur le plateau continental, y compris son talus, jusqu'à l'isobathe de 3 000 m pour la phase des prospections préliminaires.

Tout près de la côte, dans l'onshore de la baie de Sainte-Hélène, un forage de prospection DR-1 a été foré en 1970-1971 jusqu'à 3 200 m infirmant les possibilités pétrolières des formations continentales du Karoo dans cette région.

LES BASSINS SEDIMENTAIRES COTIERS DE L'AFRIQUE DE L'EST ET DU SUD

Les bassins sédimentaires côtiers en bordure de l'est et du sud du bouclier africain sont (de nord au sud) :

1. Le bassin somalo-ethiopien
2. Le bassin de Lamu (Kenya)
3. Le bassin côtier de Tanzanie
4. Le bassin de Mozambique
5. Les bassins de Madagascar comprenant les bassins San Diego, Majunga et Morondava sur la côte occidentale de l'île ainsi que la frange crétacée de la côte orientale.
6. Le bassin d'Algoa sur la côte de l'Afrique du Sud

Cet ensemble de bassins de la côte indienne de l'Afrique sont caractérisés par :

- La présence d'un socle stable, dépourvu d'orogénie depuis le Paléozoïque;
- Une succession sédimentaire assez variée depuis le Permien jusqu'au Quaternaire;
- Une tectonique cassante, des horsts et des grabens dont les variations de hauteur du socle ont déterminé les périodes de subsidence et de comblement des bassins;
- La présence de nombreux indices de pétrole et de gaz ainsi que des dépôts de roches bitumineuses;
- L'absence jusqu'à présent de découvertes d'importants champs de pétrole ou de gaz, en dépit d'un volume relativement élevé de recherches.

LE BASSIN SOMALO-ETHIOPIEN

Ce bassin pénètre largement dans l'intérieur du continent jusqu'à 1 500 km de la côte, s'étalant sur une superficie totale d'intérêt pour les prospections pétrolières de 700 000 km² dont :

- 300 000 km² sur le territoire de l'Ethiopie
- 400 000 km² en Somalie

La couverture sédimentaire du socle précambrien débute par les conglomérats et les grès triasiques et continue, après la transgression du Lias, avec les dépôts marins du Jurassique (puissance maximale 4 200 m). La phase régressive commencée à la fin du Jurassique a conduit à la formation des nombreux fossés à comblement évaporitique.

A partir de cette époque, malgré plusieurs transgressions, la tendance générale a été régressive et les dépôts du Crétacé supérieur, Paléocène et Eocène, ont donc les caractères faciaux correspondants. L'Oligocène marin n'est connu qu'au nord de la Somalie tandis que le Miocène se développe surtout sur les côtes actuelles de la Somalie.

Le forage d'exploration exécuté sur le territoire éthiopien (région d'Ogaden) consiste en :

10 forages stratigraphiques	10 618 m
4 wildcats (forés avant 1969)	11 892 m
3 wildcats (période 1970/1972)+ ...	± 10 000 m

et les travaux continuent à cause des résultats favorables des trois derniers puits : venue d'huile dans un puits et deux sondages avec débits commerciaux de gaz des réservoirs jurassiques. Il ne faut pas oublier que des indices de pétrole et de gaz ont été obtenus aussi du Crétacé dans les forages stratigraphiques de la phase antérieure.

Sur le territoire de la Somalie, l'effort d'exploration a été plus intense, le nombre total de puits forés jusqu'à la fin de 1972 étant approximativement de 45 avec un total d'environ 88 000 mètres forés.

Des venues non commerciales de gaz ont été obtenues dans quelques puits de la partie du nord-est (Hordio, Cotton, Darin) de même que dans la région de Mogadiscio. Les indications d'huile (oil shows) obtenues sur les flancs du massif cristallin du Bur dans trois puits, proviennent des couches du Jurassique, de même que de bonnes indications en Ethiopie.

LE BASSIN DE LAMU (KENYA)

Ce bassin, qui représente la prolongation vers le sud du bassin Somalo-éthiopien, s'étend sur une surface de plus de 100 000 km² et contient plus de 10 000 m de sédiments dont l'âge va du Carbonifère-Permien (Karoo) au Quaternaire. Les couches marines les plus anciennes sont celles du Jurassique moyen et la plupart des étages du Mésocénozoïque sont représentées dans la succession sédimentaire sous-jacente.

L'effort d'exploration à terre a été représenté par le forage de 24 puits stratigraphiques ou d'exploration dont le plus profond a atteint 4 309 m, sans aucun résultat remarquable. Après l'arrêt temporaire des travaux d'exploration en 1971, les résultats positifs obtenus dans le sud-ouest de l'Ethiopie suscitent aussi de nouveaux espoirs dans l'extrémité nord-est du territoire kényen.

On attend aussi de la prospection marine qui s'effectue en ce moment dans l'offshore au-delà de l'isobathe 200 m sur une superficie de 40 000 km² des informations qui pourraient offrir de nouvelles perspectives.

LE BASSIN COTIER DE TANZANIE

Le bassin côtier tanzanien se présente sous la forme d'une frange sédimentaire étroite du Kenya (Malindi) au Mozambique, sur une surface de 85 000 km².

La superficie d'intérêt pour la recherche pétrolière en Tanzanie, y compris les eaux territoriales et les îles Pemba, Zanzibar et Mafia, est d'environ 100 000 km².

Les dépôts sédimentaires appartiennent à une succession presque complète du Karoo continental au Miocène, avec la présence notable d'évaporites avec du sel dyapirique du Trias-Jurassique et des dépôts prédominants marins dans le Jurassique moyen et supérieur et le Crétacé-Paléocène.

Des indices d'hydrocarbures sont signalés dans les argiles et les siltites du Crétacé inférieur.

Entre 1952-1964, une campagne d'exploration durant laquelle on a exécuté 40 forages structuraux et stratigraphiques totalisant 20 000 m et 4 puits profonds d'exploration totalisant 15 672 m forés, est restée sans résultats.

Les travaux ont été repris en 1969 avec de nouvelles techniques de prospection par la société d'Etat "Tanzanian Petroleum Development Corporation" et le groupe ENI (AGIP) sous contrat.

LES BASSINS DE MADAGASCAR

Les bassins malgaches dont le sédimentaire commence par une épaisse série de Karoo (Carbonifère-Permien) à faciès de transition, peuvent être séparés de la manière suivante :

a) Le bassin de Diego à l'extrémité nord-ouest de l'île

+ 5 000 km² de surface onshore

+ 20 000 km² de surface de prospection offshore

avec des perspectives limitées, concernant les dépôts jurassiques et éventuellement le Permo-Trias.

On a rencontré des grès bitumineux dans le Lias dans un puits foré.

b) Le bassin de Majunga, sur la côte du nord-ouest,

44 000 km² de surface onshore

23 000 km² de surface de prospection offshore.

Des schistes bitumineux ont été trouvés dans les affleurements d'Aalenien-Bajocien et des réservoirs excellents dans les formations du Cénomaniens, Dogger et Permo-Trias, avec des eaux salées.

c) Le bassin de Morondava, le plus étendu, sur 1 000 km le long de la côte occidentale.

98 000 km de surface à terre

50 000 km de surface de prospection offshore,

Bassin d'une structure très complexe, dont la prospection pétrolière a commencé en 1925 et s'est poursuivie jusqu'à nos jours.

De nombreux indices et venues d'hydrocarbures ont été signalées dans les puits forés. Des réserves importantes, les plus grandes d'Afrique, de sables bitumineux se trouvent dans la région de Bemolanga où les grès de Karoo sont imprégnés sur une surface de 500 km² et une épaisseur de 125 mètres. Les réserves sont estimées à 3 milliards de tonnes de bitume contenu dans les roches.

d) Le bassin offshore de l'extrême-sud

23 000 km² en mer, ouvert récemment à la prospection.

c) Le bassin côtier de l'est

avec une frange crétacée en terre (1 000 km²) et une zone marine d'environ 30 000 km² qui fait l'objet de recherches.

Le volume total du forage d'exploration exécuté durant la période 1909-1972 représente approximativement 61 puits forés pour un total de 120 564 mètres

On n'a pas encore découvert de gisements commerciaux de pétrole ou de gaz, mais il y a de bons espoirs pour l'avenir.

L'importante réserve de pétrole asphaltisé contenu dans les sables bitumineux de Bemolanga, dans les conditions actuelles des prix du pétrole parait commerciale et nécessite d'urgence un complément d'information en ce qui concerne sa mise en valeur.

LE BASSIN DE MOZAMBIQUE

Le principal bassin sédimentaire côtier du Mozambique se développe de l'Aptien au Miocène sur une surface érodée de sédiments du Karoo ou des roches effusives post-Karoo.

Une bande de sédiments du Crétacé inférieur à moyen, continentaux ou de transition, se développe parallèlement aux affleurements du socle et passe vers l'est à une série marine du Crétacé supérieur, de l'Eocène et de l'Oligocène.

La recherche pétrolière a porté tout d'abord sur la côte et s'est développée plus récemment en mer.

Durant la période 1934-1971, le volume de forage pour la recherche pétrolière a compris 11 sondages structuraux et approximativement 54 puits d'exploration totalisant 125 000 m. Douze des puits d'exploration étaient forés en mer.

Un gisement de gaz d'une valeur commerciale a été découvert à Pande dans les bancs de sable intercalés de marne de la formation de Grudja (Crétacé supérieur-Paléocène). Les réserves prouvées représentent 600 milliards de mètres cubes (16,8 milliards de m³) et se trouvent à une profondeur de 1 100-1 300 m.

Un autre gisement de gaz, plus petit et d'une valeur non commerciale, a été découvert dans la même formation, à Buzi.

Actuellement, l'exploration pétrolière continue surtout dans l'offshore où les compagnies en activité considèrent que les perspectives sont meilleures pour l'huile tandis que la région onshore présente surtout des perspectives gazéifères.

LE BASSIN D'ALGOA (AFRIQUE DU SUD)

C'est un petit bassin côtier de type graben, limité par des failles alignées suivant la direction des plissements du Cap.

Le fondement du bassin est constitué par le Paléozoïque plissé ou les roches du groupe Karoo; le sédimentaire commence par une série continentale de base, suivie de dépôts marins du Crétacé inférieur et du Tertiaire et Récent transgressif.

La surface à terre du bassin représente 4 000 km² et les travaux de recherche pétrolière commencés en 1967 sont encore en cours.

A la fin de 1971 on avait foré 5 puits d'information structurale stratigraphique et 6 puits d'exploration, avec une profondeur moyenne de 3 100 m.

Des indices d'huile ont été mis en évidence dans deux forages près de la base de la série transgressive du sédimentaire.

LES BASSINS INTERIEURS DE L'AFRIQUE

Les bassins intérieurs du continent africain occupent la plus grande partie des régions désertiques au sud de la plate-forme saharienne.

Ils ont été très peu étudiés jusqu'à présent et on ne connaît pas leurs possibilités pétrolières.

Le bassin paléozoïque de Taoudenni, le plus vaste de l'Afrique occidentale, avec une surface d'intérêt pour la recherche de plus de 600 000 km², s'étend sur les territoires du Mali et de la Mauritanie. Après une prospection aéromagnétique régionale qui a démontré qu'il s'agissait d'un "fossé tectonique", le centre du bassin fait l'objet d'une étude plus poussée. La bordure orientale et son couloir de liaison avec le bassin du Niger qu'on appelle le "détroit soudanais" contient des dépôts crétacés marins. Deux puits forés par le Gouvernement malien (4 000 m forés au total) ont trouvé des indices d'huile.

Le bassin du Niger s'étend principalement sur le territoire du Niger avec deux ramifications sur le territoire du Dahomey (petit bassin Kandi) et du Nigéria (bassin Sokoto) et une connexion avec le bassin voisin du Tchad. Il est rempli par des dépôts paléozoïques de Cambrien à Carbonifère et d'un ensemble crétacé-tertiaire marin et continental.

Six puits de recherche ont été forés sur les affleurements du crétacé de la bordure du nord-ouest, sans résultat.

Le bassin du lac Tchad, très vaste et étendu, comprend en plus de la synclise du lac Tchad (3 000 m profondeur maximale) qui s'étend aussi au nord-est du Nigéria, la cuvette de Bahr el Ghazal à l'est et le bassin du Chari au sud qui s'étend aussi sur le territoire de la République centrafricaine. Un forage profond de 3 000 m a été exécuté dans le graben de Fort Archambault au bassin du Chari.

Il paraît qu'il y a des prospections géophysiques des dernières années ont montré dans le bassin du Tchad des perspectives intéressantes pour le forage d'exploration qui doit commencer en 1974.

Le bassin paléozoïque de la Volta, étendu essentiellement sur le territoire du Ghana, a été plus étudié au moyen de forages de faible profondeur (maximum de 764 m) qui ont trouvé des traces d'huile et des indices de bitume dans le Voltaïen moyen (Paléozoïque), et de levés aéromagnétiques et gravimétriques.

La moitié sud du bassin, où l'épaisseur maximale du sédimentaire atteint 3 600 m, paraît la plus intéressante pour la recherche.

Le bassin intérieur du Congo (Zaire), dont la surface dépasse 500 000 km², a été considéré comme un bassin peu profond d'après les résultats des deux puits forés et quelques prospections aéromagnétiques régionales. Quoique la succession du sédimentaire soit à prédominance continentale (du Paléozoïque au Tertiaire), trois incursions marines ont été reconnues : au nord-est dans le Jurassique supérieur; au nord-ouest dans l'Albien; au sud dans le Cénomanién-Turonien. Ce fait joint aux informations recueillies sur le système structural en grabens du bassin, ouvre des perspectives assez encourageantes pour la recherche pétrolière dans le bassin.

Une ressource importante du bassin est constituée par les schistes bitumineux jurassiques sur la bordure orientale entre Kisangan et Ponthierville. Les réserves d'huile contenues dans ces roches ont été évaluées à 15 milliards de tonnes. Si le nouveau procédé technique de distillation *in situ* qui aurait été mis au point par les Américains est appliqué, même à un coût double du prix annoncé (environ 2 dollars/baril), on parviendra à une efficacité économique invraisemblable.

Les bassins de Kalahari et Karoo s'étendent sur d'immenses surfaces au sud du continent jusqu'aux chaînes du Cap, sur le territoire de l'Angola, de la Rhodésie, de la Namibie, du Botswana, de l'Afrique du Sud et de Lesotho.

Les recherches sont dans une phase préliminaire mais il y a des bonnes indications sur la présence de roches mères possibles dans l'Ordovicien du bassin d'Etosha (Namibie) ou dans les séries de Karoo dans un puits foré à Lebunamagdi au Botswana.